

**Öffentliche Anhörung
des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie zu der Vorlage
zum Thema: "Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze",
BT-Drucksachen 17/12638, 17/11369, 17/17/12681, 17/12518**

Berlin, 15. April 2013

Stellungnahme der Bundesnetzagentur

11. April 2013

Die Bundesnetzagentur bedankt sich für die Gelegenheit, zu den o.g. Bundestagsdrucksachen Stellung zu nehmen.

A. Allgemeines

Das Thema Energie steht klar im öffentlichen Fokus. Die Energiewende ist erfolgreich zu gestalten. Die Politik muss alles daran setzen, dass mit dem Umstieg auf Erneuerbare Energien die Energieversorgung auch in Zukunft sicher und für Wirtschaft wie Verbraucher bezahlbar bleibt. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) will und wird diesen Prozess aktiv und engagiert mitgestalten und so zum Gelingen der notwendigen gemeinsamen Anstrengungen beitragen. Ein zentraler Baustein ist der dringend notwendige schnelle Ausbau der Übertragungsnetze. Hierfür wird mit dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) ein wichtiger Schritt vollzogen.

Nur mit erheblichen zusätzlichen Leitungskapazitäten kann die rasch wachsende und zugleich stark fluktuierende Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien so in das System integriert werden, dass die Netzstabilität insgesamt sichergestellt ist. Der Netzausbau ist deshalb in den nächsten Jahren einer der entscheidenden Bausteine der Energiewende.

Für den Bereich Netzentwicklung / Netzausbau wurden mit Zustimmung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) Projektreferate in der BNetzA eingerichtet. Die Bedarfsermittlung ist in der Energieabteilung angesiedelt. Die konkreten Zulassungsverfahren werden in der zukünftigen Abteilung für Netzausbau durchgeführt. Diese neue Abteilung

besteht mittlerweile aus neun Projektreferaten. Die Einstellung externen Personals wird weiter kontinuierlich betrieben. Derzeit sind etwa 100 Mitarbeiter im Bereich Netzentwicklung / Netzausbau tätig, mit einem breiten beruflichen Hintergrund. Die BNetzA ist damit personell und organisatorisch gut aufgestellt für die ab Sommer zu erwartenden ersten Bundesfachplanungsverfahren.

B. Prozessschritte der Netzentwicklungsplanung

Mit Hilfe des gemäß § 12b Abs. 1 EnWG jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) zu erstellenden Netzentwicklungsplans (NEP) wird der Ausbaubedarf im Höchstspannungsnetz für die kommenden zehn Jahre ermittelt. Diese Aufgabe wird im Rahmen eines mehrstufigen Entwicklungsprozesses gelöst, der im Folgenden kurz skizziert wird.

1. Szenariorahmen

Die Grundlage für den NEP (künftig auch für den zu erstellenden Offshore-NEP) bildet der von den ÜNB gemäß § 12a EnWG jährlich zu erstellende Szenariorahmen. Dieser umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien), die für die nächsten zehn Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen Ziele der Bundesregierung abdecken (ein Szenario prognostiziert die Entwicklung für die kommenden zwanzig Jahre). In den Szenarien wird insbesondere die Entwicklung in den Bereichen Erneuerbare Energien, konventionelle Energien, Energieverbrauch und Last in Deutschland prognostiziert. In Szenario A wird ein moderater, in den Szenarien B ein realitätsnaher und in Szenario C ein sehr ambitionierter Ausbaupfad Erneuerbarer Energien angenommen.

2. Regionalisierung

Der Szenariorahmen enthält lediglich bundesweit aggregierte Daten zur Erzeugungsleistung der Energieträger und zur Last. Eine regionale Zuordnung der Ein- und Ausspeiseleistung ist erforderlich, um zu ermitteln, welche Netzbereiche in Zukunft Elektrizität vom Erzeuger zum Verbraucher transportieren müssen. Die bereits bestehende und noch zuzubauende Erzeugungsleistung wird im Rahmen der Regionalisierung einem der 450 bundesweiten Netzknoten räumlich zugeordnet. Die Form der Regionalisierung hat wesentlichen Einfluss auf den notwendigen Netzausbaubedarf.

Es gibt eine Vielzahl möglicher Regionalisierungsmethoden. Die Diskussion um die „richtige“ Form der Regionalisierung ist noch nicht abgeschlossen. So hat beispielsweise die Consentec GmbH im Rahmen ihres Gutachtens „Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens zur Entwicklung eines Netzmodells“ (Nemo I) einen Verteilungsschlüssel für die regionale Zuordnung der Erneuerbaren Energien vorgeschlagen,

der den künftigen Zubau (Wind-onshore) zu 50 Prozent an bereits genutzten Standorten und zu 50 Prozent an potentiellen Standorten orientiert. Die ÜNB werden die Ergebnisse des Consentec-Ansatzes am 1. Juli 2013 im Rahmen der ihnen auferlegten Sensitivitätsanalysen vorlegen.

Ausgangspunkt der Regionalisierung der ÜNB im NEP 2012 waren die den ÜNB von den Bundesländern genannten Entwicklungsprognosen der EE. Diese wurden in Szenario C 2022 unverändert übernommen und für die anderen Szenarien mit Hilfe eines Verteilungsschlüssels in einem ersten Schritt auf die Bundesländer und in einem zweiten Schritt auf die einzelnen Netzknoten übertragen.

Der von den ÜNB angewandte Verteilungsschlüssel:

- Die bekannten installierten Leistungen aus Erneuerbaren Energien je Umspannwerksstandort im Jahr 2010 wurden Netzknoten zugeordnet und dann auf Bundesländerebene aggregiert.
- Die von den Bundesländern genannten EE-Erzeugungsprognosen für 2022 wurden in Szenario C 2022 unverändert übernommen. Aus der Differenz zwischen den gemeldeten Werten der Bundesländer für 2022 und dem Bestand 2010 ergab sich der gesamte Zubau je Bundesland für das Szenario C 2022.
- Der gesamte Zubau pro Bundesland wurde dann mit Hilfe von Potenzialstudien, die den ÜNB oder den VNB vorlagen, auf die einzelnen Netzknoten verteilt.
- In den Szenarien A 2022, B 2022 und B 2032 wurde die absolute Höhe der prognostizierten EE-Erzeugungskapazitäten in der Genehmigung des Szenariorahmens 2011 von der BNetzA festgelegt. Die regionale Verteilung der Erzeugungskapazitäten pro Bundesland entsprach aber den prozentualen Zuwächsen der einzelnen Bundesländer aus dem Szenario C 2022.

Im Rahmen der Konsultation zum Szenariorahmen 2012 wurde insbesondere die Tatsache kritisiert, dass die Regionalisierung der ÜNB letztlich ausschließlich auf den Meldungen der Bundesländer beruht, weil die von den Bundesländern genannten Werte nicht nur in Szenario C 2022 einfließen, sondern auch die Regionalisierung der Szenarien A 2022, B 2022 und B 2032 beeinflusst. Aufgrund der von den ÜNB angewandten Methodik entfällt auf die Bundesländer, die sehr ambitionierte Annahmen zum Ausbau der EE getroffen haben ein höherer Anteil der regionalisierten künftigen Erzeugungskapazitäten als auf die Bundesländer mit weniger ambitionierten Ausbauzielen. Die ÜNB haben aufgrund der Kritik an der Form der Regionalisierung im NEP 2012 im Entwurf des diesjährigen Szenariorahmens die

Form der Regionalisierung geändert. Die Angaben der Bundesländer haben nun keinen Einfluss mehr auf die regionale Verteilung der EE in den Szenarien A und B.

3. Marktsimulation

Im Rahmen der Marktsimulation wird die Einspeisung der Erzeuger zur Befriedigung der künftigen Nachfrage ermittelt. Die Marktsimulation bestimmt für jedes Szenario die kostengünstigste Möglichkeit, um den Bedarf an elektrischer Energie zu decken. Erneuerbare Energien erhalten bei der Einspeisung den Vorrang vor konventionellen Erzeugern. Da Erneuerbare Energien in der Regel nicht den gesamten Leistungsbedarf abdecken können, müssen konventionelle Kraftwerke die bestehende Nachfragerlücke schließen. Entscheidende Einflussgrößen für den Einsatz konventioneller Kraftwerke sind insbesondere die Höhe der Brennstoff-, der Brennstofftransport- und der CO₂-Kosten sowie die Wirkungsgrade und die Mindestlaufzeiten bzw. Mindeststillstandszeiten von Kraftwerken.

Die Zeitreihen der Erneuerbaren Energien basieren auf Ergebnissen des Fraunhofer IWES. Diese bestimmen die residuale Last, die durch die konventionellen Kraftwerke im Markt zu decken ist. Die entsprechenden Zeitreihen des Kraftwerksparks wurden durch das IAEW der RWTH Aachen ermittelt. Hierzu wurde das Marktmodell des IAEW verwendet, welches unter anderem die oben genannten Eingangsparameter bei der Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes berücksichtigt.

Wichtige Punkte der Marktsimulation des NEP 2012 sind:

1. Einspeisevorrang der Erneuerbaren Energien
2. Abnahmeverpflichtung der Netzbetreiber für 100% der Energie aus Erneuerbaren Quellen, also **keine** Kappung von Spitzen der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien
3. Marktgetriebener Einsatz von Speichern, **kein** Netzgeführter Speichereinsatz
4. CO₂-Preis von 26 Euro/Tonne (derzeitiger Preis beträgt ca. 5 Euro/Tonne). Der für den NEP 2012 angesetzte CO₂-Preis ist zu gering, um merklichen Einfluss auf die Merit-Order zu nehmen und liegt nach Annahmen der TU Graz ca. um den Faktor vier zu niedrig, um einen Fuel-Switch bei Gas und Kohle zu bewirken.

4. Netzberechnungen

Das Übertragungsnetz wird auf den Übertragungsbedarf für jeden Zeitpunkt des Jahres ausgelegt. Aus dem Zusammenspiel der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien, der Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken und der Verbraucherlast ergibt sich die Netzbelastung. Bestimmte Situationen des Jahres, sog. „auslegungsrelevante Netznutzungsfälle“, bestimmen den notwendigen Umfang des Übertragungsnetzes. Auslegungsrelevant ist

ein Netznutzungsfall wenn er einen besonders hohen Transportbedarf aufweist oder sich durch andere Eigenschaften auszeichnet, die zu einer nicht tolerierbaren Belastung des Netzes führen. Hierbei greifen die ÜNB allem Anschein nach auf ihre Erfahrungen zurück, um entsprechende Situationen zu identifizieren. Eine Berechnung aller Netznutzungsfälle für alle denkbaren (n-1)-Fälle (siehe unten) ist aufgrund des Rechenaufwands nicht praktikabel. Die ÜNB haben die BNetzA allerdings noch nicht in alle Details ihrer Arbeitsschritte eingeweiht. Durch Netzberechnungen werden diese auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle analysiert. Hierbei kommen bei der strategischen Netzplanung zunächst Lastflussberechnungen für den Grundlastfall zum Einsatz, die für alle Netzbetriebsmittel des Netzmodells (wie z.B. Leitungen oder Transformatoren) die Auslastung, sowie die Spannungen der Knotenpunkte (dies sind im Allgemeinen die Umspannwerke) für den jeweils betrachteten Netznutzungsfall ausweisen. In einem weiteren Schritt werden Untersuchungen in (n-1)-Fällen des Netzes durchgeführt. Dies sind Lastflussberechnungen für Situationen, in denen ein Netzelement (z.B. eine Leitung) ausgefallen ist. Für diese Situation werden wiederum Auslastungen der Netzelemente und Spannungen der Knoten errechnet. Hierbei besitzen in der Regel Ausfälle von Elementen, welche im Grundlastfall eine hohe Auslastung aufweisen einen größeren Einfluss auf das Netz als der Ausfall schwach ausgelasteter Netzelemente. Eine Schwachstelle im Netz ist identifiziert, wenn es im Grundlast- oder einem (n-1)-Fall zu einer Verletzung der zulässigen Grenzwerte von z.B. Leitungsauslastungen oder Knotenspannungen kommt. Die Behebung der so identifizierten Schwachstellen des Netzes ist das Ziel der Netzausbauplanung des NEP. Die Ausbauplanung erfolgt dann nach dem NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor verstärkung vor ausbau). Dieses besagt, dass die ÜNB zunächst Optimierungsmaßnahmen des bereits bestehenden Netzes ergreifen müssen (z.B. ältere Leiterseile gegen neue, leistungsstärkere austauschen). Erst wenn das Optimierungspotential erschöpft ist, werden netzverstärkende Maßnahmen ergriffen (z.B. durch den Austausch einer 220kV- gegen eine 380kV-Beseilung). Wenn auch dieses Verstärkungspotential ausgeschöpft ist, sind Netzausbaumaßnahmen im engeren Sinne zulässig (also insbesondere der Neubau von Höchstspannungsleitungen), um die vorher ermittelten Betriebsmittelüberlastungen oder eventuelle Spannungsbandverletzungen in den relevanten Netznutzungsfällen zu beheben. Das Startnetz, das den Berechnungen des Netzentwicklungsplans zugrunde gelegt wird, besteht aus dem heute vorhandenen Übertragungsnetz und den sich bereits in konkreter Planung oder im Bau befindlichen Maßnahmen, bei denen der energiewirtschaftliche Bedarf (insbesondere durch das EnLAG oder durch ein Planfeststellungsverfahren) bereits festgestellt ist.

5. Erstellung des Netzentwicklungsplans

Der Netzentwicklungsplan enthält auf der Basis der vorangegangenen Arbeitsschritte alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Das Gesamtkonzept basiert auf der Nutzung der HGÜ-Technologie. Deren Nutzung wurde vor den Lastflussberechnungen gesetzt und sind somit kein Ergebnis dieses Planungsschrittes, sondern vielmehr ein Eingangsdatum. Die grobe Planung der HGÜs erfolgte anhand eines Regionenmodells. Dort wurden Regionen mit einem Leistungsüberschuss mit solchen Regionen durch die HGÜs verbunden, die ein Leistungsdefizit aufweisen. Darüber hinaus enthält der NEP insbesondere Informationen über Netzausbaumaßnahmen, die in den nächsten drei Jahren ab Feststellung des NEP für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind, einen Zeitplan für alle Netzausbaumaßnahmen, Netzausbaumaßnahmen als Pilotprojekte für eine verlustarme Übertragung und für Hochtemperaturleiterseile, Angaben zur verwendeten Übertragungstechnologie und zum Stand der Umsetzung des vorhergehenden NEP.

B. Einzelfragen zum Entwurf des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPIG)

Die BNetzA hat die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Vorhaben des Netzentwicklungsplans geprüft, teilweise bestätigt und eine Strategische Umweltprüfung zum Bundesbedarfsplan durchgeführt. Anschließend wurde der Entwurf für einen Bundesbedarfsplan auf Basis der bestätigten Vorhaben an die Bundesregierung übermittelt. Einzelregelungen des BBPIG sollen hier näher erörtert werden.

1. Verbindlichkeit der Netzverknüpfungspunkte

Die vom Bundesrat vorgeschlagene Unverbindlichkeit der Netzverknüpfungspunkte widerspricht dem Regelungsgehalt des Bundesbedarfsplans sowie der gestuften Planungsfolge der Planungs- und Genehmigungsverfahren für Höchstspannungsleitungen. Die Feststellungen des Bundesbedarfsplans zum vordringlichen Ausbaubedarf sind für die folgenden Planungs- und Genehmigungsverfahren verbindlich. Die Feststellung bezieht sich auf die im Bundesbedarfsplangesetz angegebenen Netzverknüpfungspunkte als Anfangs- und Endpunkte der Vorhaben.

Grundsätzlich sind mit dem Bundesbedarfsplan die Anfangs-, Zwischen- und Endpunkte der jeweiligen Vorhaben durch Angabe von Netzverknüpfungspunkten verbindlich vorgegeben. Eine konkrete Festlegung eines Trassenverlaufes ergibt sich daraus aber nicht. Lediglich für neu zu errichtende Netzverknüpfungspunkte ist die geographische Angabe des Netzverknüpfungspunktes im Bundesbedarfsplan naturgemäß als Suchraum in der näheren Umgebung

des angegebenen Ortes zu verstehen. Soweit sich Änderungen bei einzelnen Netzverknüpfungspunkten der Vorhaben erforderlich zeigen sollten, ist eine Berücksichtigung bei Überprüfung und Änderung des Bundesbedarfsplans möglich. Diese Änderung soll aber dem Gesetzgeber vorbehalten bleiben.

Die in § 1 Abs. 2 Satz 1 des Entwurfes des BBPIG vorgesehene Regelung bezieht sich auf Nebenanlagen. Sie regelt lediglich, dass auch die notwendigen Nebenanlagen für die Leitungen an der Bedarfsfeststellung des Bundesbedarfsplans teilnehmen. Hierdurch wird jedoch keine Festlegung hinsichtlich der Standorte, insbesondere für Konverter zur Umrichtung zwischen Gleich- und Drehstrom, getroffen.

Standorte für Nebenanlagen insbesondere auch Konverterstandorte werden nicht verbindlich vorgegeben. Vielmehr werden diese schon nach dem bisher geltenden Recht erst im Rahmen der dem Bundesbedarfsplan nachfolgenden Planungs- und Genehmigungsverfahren konkretisiert. So werden Standortbetrachtungen für Konverter auf der Ebene der Bundesfachplanung erfolgen. Im Rahmen der Bundesfachplanung prüft die BNetzA alternative Trassenkorridore und bestimmt schließlich den Verlauf eines raum- und umweltverträglichen Trassenkorridors, der die im Bundesbedarfsplan festgelegten Netzverknüpfungspunkte verbindet. Ein Trassenkorridor lässt sich nur dann als raum- und umweltverträglich bewerten, wenn in ihm auch ein Konverterstandort raum- und umweltverträglich realisierbar erscheint. Ein Konverter muss dabei nicht zwingend unmittelbar am Standort des im Bundesbedarfsplan verbindlich festgelegten Netzverknüpfungspunktes errichtet werden, sondern kann auch in einem Umkreis von mehreren Kilometern belegen sein und mit dem Netzverknüpfungspunkt durch eine Stichleitung verbunden werden. Eine abschließende Entscheidung über den Standort eines Converters wird dann erst auf der Ebene der Planfeststellung getroffen.

Mit der verbindlichen Feststellung des vordringlichen Transportbedarfs zwischen zwei Netzverknüpfungspunkten entfällt eine erneute energiewirtschaftliche Überprüfung der Notwendigkeit in den nachfolgenden Verfahren. Die vorgeschlagene Unverbindlichkeit der Netzverknüpfungspunkte würde dieser Vereinfachung und Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren grundlegend zuwider laufen. Eine nicht sachgemäß geprüfte Verschiebung der Netzverknüpfungspunkte hätte weitreichende Auswirkungen auf das gesamte Stromnetz. Es wurden für eine abweichende Netzplanung weder die Auswirkungen auf einen sicheren und zuverlässigen Betrieb geprüft; noch fand eine Prüfung statt, ob bei Änderungen der energiewirtschaftliche Bedarf gedeckt wird. Insofern bedürfte es bei abweichenden Netzverknüpfungspunkten einer abweichenden Bedarfsfeststellung. Darüber hinaus wäre eine Unverbindlichkeit der im Bundesbedarfsplan benannten Netzverknüpfungspunkte mit dem generellen Bestimmtheitsgebot für Gesetze nicht vereinbar.

2. Aufnahme zusätzlicher Vorhaben

Die Bundesratsanträge befassen sich mit Vorhaben, deren energiewirtschaftliche Notwendigkeit von der BNetzA nicht bestätigt wurde. Diese Vorhaben können auch weiterhin geplant werden.

Der iterative, jährliche Prozess ermöglicht es, dass die vorgebrachten Vorhaben schon in diesem Jahr wieder im Rahmen der Prüfung des im März 2013 vorgelegten Netzentwicklungsplans (NEP 2013) auf ihre Notwendigkeit hin überprüft werden. Eine Bestätigung dieser Vorhaben im Netzentwicklungsplan führt zur Verbindlichkeit der Vorhaben und somit kann ohne Zeitverzögerung auch mit der Planung vorangeschritten werden, wenn diese Vorhaben notwendig sind.

Der Bundesbedarfsplan ist nicht abschließend, wie die Bundesregierung bereits in der Begründung zu Art. 1 § 1 klargestellt hat. Für Vorhaben, die nicht im Bundesbedarfsplangesetz enthalten sind, gilt kein Planungs- oder Realisierungsverbot. Bei solchen Vorhaben sind lediglich die allgemeinen planungsrechtlichen Kriterien anzuwenden, also insbesondere die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und die Vereinbarkeit mit den Zielen des § 1 EnWG von den zuständigen Planungs- und Genehmigungsbehörden eigenständig zu prüfen. Für die Anerkennung der Planungskosten gilt unverändert die Regelung des § 23 ARegV.

3. Erdverkabelung auf der Höchstspannungsebene

Erdkabel für die Stromübertragung sind in den regionalen Verteilernetzen der Nieder- und Mittelspannung weit verbreitet. Vergleichsweise neu ist die Verwendung von Erdkabeln dagegen im Bereich der Höchstspannung. Dies liegt insbesondere an dem hohen technischen Aufwand und den Mehrkosten eines Kabels. Erdkabel können auch im Höchstspannungsbereich eine sinnvolle Alternative zu Freileitungen sein. Vor- und Nachteile müssen in jedem Einzelfall abgewogen werden. Hierfür sind zunächst ausreichende Erfahrungen mit Erdkabeln zu sammeln.

a) Gesetzliche Vorgaben für die Erdverkabelung

Im geltenden Recht sind Wechselstrom-Erdkabel lediglich als EnLAG-Pilotvorhaben erfasst. Um den Einsatz von Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene im Übertragungsnetz als Pilotvorhaben zu testen, können gem. § 2 EnLAG vier Leitungsvorhaben abschnittsweise als Erdkabel errichtet und betrieben oder geändert werden. Das NABEG ist technologieoffen, d.h. es gibt keine Vorgabe zu Erdkabeln und Freileitungen.

Für HGÜ-Erdkabel kann im Bundesbedarfsplan nach bisherigem Recht vorgesehen werden, dass ein einzelnes Pilotprojekt nach § 12b Abs. 1 Satz 3 Nr. 3a (HGÜ-Pilotprojekt) auf einem

technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt als Erdkabel errichtet und betrieben werden kann (vgl. § 12e Abs. 3 EnWG). Das vorliegende Artikelgesetz sieht eine Änderung dahingehend vor, dass nunmehr zwei HGÜ-Erdkabel als Pilotprojekt aufgenommen werden können.

Eine generelle Öffnung der Vorhaben des Bundesbedarfsplans für den Einsatz von Erdkabeln würde dem Sinn und Zweck von Pilotprojekten zuwiderlaufen.

b) Praktische Erfahrungen und technische Fragen

Aus technischen Gründen ist daran festzuhalten, Erdkabel sowohl bei 380 kV-Drehstromleitungen als auch bei HGÜ-Leitungen als Pilotprojekte anzusehen. Von den im EnLAG vorgesehenen Kabelpilotprojekten ist noch nicht ein einziges realisiert und auch mit der Verkabelung von HGÜ-Leitungen gibt es im deutschen Höchstspannungsnetz noch keine hinreichenden praktischen Erfahrungen. Zum bisherigen Einsatz im internationalen Bereich und im Offshore-Bereich ist anzumerken, dass die Verkabelung bisher hauptsächlich durch masseimprägnierte Kabel und nicht durch VPE¹-isolierte Kabel vorgenommen wurde. Die bisher realisierten VPE-verkabelten Projekte wiesen niedrigere Betriebsspannungen auf, als diese für das deutsche Overlaynetz geplant werden. Bei der Anschluss-Verkabelung der Offshore-Windparks werden in der Ostsee aufgrund der kürzeren Distanzen bevorzugt weiterhin Drehstromkabelsysteme verwendet. Bei der Anschlussverkabelung der Nordsee-windparks ist durch die große Distanz zum Festland eine Ausführung in Drehstromtechnik unpraktikabel. Die Verwendung von VPE-HGÜ-Kabeln zur Anbindung der Offshore Windparks ist keine Anwendung dieser Technologie im vermaschten Übertragungsnetz, sondern eine Kraftwerksanschlussleitung, mit entsprechend abweichendem Anforderungs- und Betriebsführungsprofil. Auswirkungen eines Kabelfehlers wären im Offshore-Bereich auf das Übertragungsnetz gering. Da masseimprägnierte Kabel aus umwelttechnischen Gründen in Deutschland nicht in Frage kommen, bleiben nur noch VPE-isolierte HGÜ-Kabelsysteme. Diese haben sich bisher aber bei Betriebsspannungen von mehreren 100 kV als technisch herausfordernd und in der Herstellung und den erforderlichen Prüfungen als bislang problembehaftet erwiesen.

c) Kosten

Eine Erdverkabelungsoption für alle HGÜ-Leitungen würde die von Wirtschaft und Verbraucherverbänden ohnehin stark kritisierten Kosten der Energiewende nochmals nach oben treiben. Es lässt sich nicht allgemeingültig sagen, welche Mehrkosten die Erdverkabelung von Höchstspannungsleitungen gegenüber Freileitungen verursacht.

¹ VPE-isoliertes Kabel - Kabel bei dem vernetztes Poly-Ethylen (ein Kunststoff) als Isolierwerkstoff zum Einsatz kommt.

Treibende Kostenfaktoren gegenüber der Freileitung sind die aufwändigeren Transport- und Baumaßnahmen, die zwischen Freileitung und Erdverkabelung notwendigen Übergangsbauwerke und die unterschiedlichen Materialkosten. Die Kosten variieren je nach Art der jeweiligen Topografie, der gewählten Technik, den Materialkosten etc.

Der Mehrkostenfaktor bei einer Investitionskostenbetrachtung liegt je nach örtlicher Situation und Verwendungszweck bzw. Verwendungsintensität des Kabels zwischen zwei und zehn gegenüber vergleichbar leistungsfähiger Freileitungstechnik. Der Mehrkostenfaktor einer Drehstromverkabelung übersteigt den Mehrkostenfaktor einer HGÜ-Verkabelung deutlich.

Hierfür sind eine Reihe von Gründen zu nennen:

1. Der wesentliche Kostentreiber bei HGÜ-Systemen sind die Konverterstationen, unabhängig davon, ob das Vorhaben verkabelt wird oder nicht. Die Mehrkosten, die bei einer HGÜ-Verkabelung anfallen, fallen bei einem Vergleich mit den Kosten einer Drehstromverkabelung nicht mehr so stark ins Gewicht.
2. Bei der Verkabelung von HGÜ sind pro System nur zwei Kabel notwendig, bei Drehstrom dagegen werden drei Kabel pro System benötigt.
3. Bei der Verkabelung von HGÜ entstehen im Gegensatz zur Verkabelung von Drehstrom keine Mehrkosten durch zusätzliche Kompensationsanlagen.

d) Flächenverbrauch

Die benötigte Breite eines Kabelgrabens hängt von der Anzahl und der technischen Ausführung der Kabel ab. Sie variiert insbesondere in Abhängigkeit von der Übertragungskapazität und der Nähe zu weiteren Kabelsystemen, die sich gegenseitig beeinflussen. Auch die Geologie und der Wärmewiderstand des Bodens beeinflussen den Abstand der Kabel. Zusätzlich zum eigentlichen Kabelgraben ist ein Arbeitsstreifen erforderlich.

Die Breite ist abhängig vom Einzelfall. Jedes Kabelsystem wird in einem Graben verlegt, der etwa 1 bis 1,50 Meter tief und 1 bis 2 Meter breit ist. Wenn zwei Systeme in zwei separaten Gräben verlegt werden sollen, die einen Abstand von 5 Metern zueinander haben, würde die Gesamtbreite unter 10 Metern liegen. Wenn drei Gräben erforderlich sind, läge die Gesamtbreite unter 15 Metern.² Aktuellen Planungen zufolge ist bei Wechselstrom in der Bauphase bei vier Systemen für Kabelgraben, Erdaushub und Baustraße je nach Verlegungsart mit einer Trassenbreite von 13 bis 21 m Breite zu rechnen.³

² ENTSO-E und Europacable; Gemeinsame Studie und technische Aspekte der Teilverkabelung von Höchstspannungsfreileitungen, 2010, S. 14. Die Angaben betreffen 400kV Wechselstromsysteme.

³ BNetzA, Umweltbericht zum Bundesbedarfsplan 2012, S. 76, 106.

Der Flächenbedarf von Gleichstrom-Erdkabeltrassen ist mit einer Trassenbreite von 11 bis 20 m geringer als der von Wechselstrom-Erdkabeltrassen.⁴

Zusätzlich zu dem Flächenverbrauch für die Kabelverlegung sind Flächen für Muffengruben oder Muffenbauwerke in regelmäßigen Abständen erforderlich. In Abhängigkeit von der Streckenlänge können bei Drehstromerdkabeln ggf. Blindleistungs-Kompensationsanlagen hinzu kommen. Der Flächenverbrauch für Nebenanlagen ist für unterschiedliche Übertragungstechnologien in Tab. 1 dargestellt.

	HDÜ-Freileitung	HGÜ-Freileitung	HDÜ-Erdkabel	HGÜ-Erdkabel
Umspannwerk (100 m x 200 m = 20.000 m ² bei 500 MW)	x	x	x	x
Konverterstationen (HDÜ-HGÜ) (100 m x 50 m = 5.000 m ² bei 1.000 MW)		x		x
Übergangsbauwerke Freileitung-Erdkabel (2.100 m ² bis 2.500 m ²)			x	x
Verbindungs-muffen in Muffengruben o. Muffenbauwerk (3 m x 10 m = 30 m ²) alle 600 m bis 900 m			x	x
Cross-Bonding-Bauwerk (1,8 m x 2,9 m = 5,2 m ²)			x	
Kompensationsanlagen (20 m x 50 m = 1.000 m ²)	x (bei großen Entfernungen)		x alle 25 km bis 30 km	

Tabelle 1: Nebenanlagen für unterschiedliche Übertragungstechnologien⁵

Die Kabeltrasse muss von tief wurzelndem Bewuchs freigehalten werden. Die freie Schneise darf nicht bebaut werden. Eine landwirtschaftliche Nutzung ist hingegen möglich.

Aufgrund der fehlenden praktischen Erfahrung werden derzeit die theoretischen und praktischen Forschungen zu den Auswirkungen von Erdkabeln auf den Boden vorangetrie-

⁴ BNetzA, Umweltbericht zum Bundesbedarfsplan 2012, S. 79.

⁵ BNetzA, Umweltbericht zum Bundesbedarfsplan 2012, S. 79 f. HDÜ steht für Höchstspannungsdrehstromübertragung, HGÜ für Höchstspannungsgleichstromübertragung.

ben. Erste Feldtests erfolgen für Wechselstrom- und Drehstromerdkabel. Im Rahmen der Plattform Zukunftsfähige Netze (UAG Entschädigung für Erdkabel) werden die aktuellen Erkenntnisse diskutiert. Erste Erfahrungen gibt es aus der Studie „Wärmeemissionen bei Hoch- und Höchstspannungskabeln“ von Prof. Dr. Peter Trüby. Zudem empfiehlt die Plattform, den Bau der in § 2 EnLAG als Pilotstrecken für die Erdverkabelung vorgesehenen Trassen bodenkundlich begleiten zu lassen.

e) Fazit

Soweit keine anderen gesetzlichen Vorgaben getroffen werden, erfolgt die Prüfung der Leitungen nach dem NABEG technologieoffen. Die Erfahrungen mit den EnLAG-Projekten ermutigen nicht zur Ausweisung weiterer Pilotvorhaben. Angesichts der erhöhten und deutlich intensiveren Flächeninanspruchnahme und langwieriger Streitigkeiten um die genaue Lage der zu verkabelnden Teilabschnitte ist die erhoffte Beschleunigungswirkung nicht eingetreten. Vor einem flächendeckenden Einsatz von Erdkabeln bleibt abzuwarten, welche Ergebnisse die mit dem EnLAG und dem vorliegenden BBPIG angestoßene Erprobung von Erdkabeln zeigen, so dass auf Betriebserfahrungen zurückgegriffen werden kann. Diese Ergebnisse sind gemäß § 3 EnLAG bzw. § 3 BBPIG zu dokumentieren.

Solange eine Erprobung von Erdkabeln auf Höchstspannungsebene noch nicht abgeschlossen ist, ist es sinnvoll, zunächst bei der Systematik einzelner Pilotvorhaben zu bleiben. Dies kann mitunter dazu führen, dass nicht verkabelt werden darf, obwohl dies auf nachfolgenden Planungsstufen als sinnvoll erachtet werden könnte. Auch führt dies dazu, dass innerhalb des Korridors C nur ein Vorhaben teilweise verkabelt werden kann. Sobald und sofern die Erprobung positiv erfolgt ist, könnte dies bei nachfolgenden Bedarfsplänen durch den Gesetzgeber Berücksichtigung finden.

Sofern nach dem gesetzlichen Rahmen möglich, wird die Entscheidung, ob ein Leitungsabschnitt als Erdkabel oder als Freileitung ausgeführt wird, nur im Einzelfall nach den örtlichen Gegebenheiten getroffen. Erdverkabelung kann auch zukünftig die Freileitungstechnik nicht ersetzen, sie kann aber ein für spezifische Situationen passendes Instrument des Netzausbaus werden. Daher vertritt die BNetzA die Auffassung, dass die gesetzlich vorgesehenen Pilotprojekte zur Erprobung neuer Technologien zügig realisiert werden sollen.

4. Stärkere Betonung des NOVA-Prinzips im Bundesbedarfsplangesetz, im EnWG und in der ARegV

Das NOVA-Prinzip ist bereits jetzt ausreichend im Gesetz erfasst. § 11 EnWG enthält die allgemeine Pflicht der Energieversorgungsunternehmen, das Netz bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit dies wirtschaftlich zumutbar ist. Für die

Übertragungsnetzbetreiber wird dies in § 12b EnWG im Zusammenhang mit dem Netzentwicklungsplan konkretisiert. Der gemeinsame nationale Netzentwicklungsplan muss alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Dies wird von der BNetzA gemäß § 12c EnWG überprüft. In den Bundesbedarfsplan kommen nur Maßnahmen, die von der BNetzA bestätigt wurden. Die BNetzA übermittelt den Netzentwicklungsplan als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan (vgl. § 12e Abs. 1 Satz 1 EnWG). Auf nachfolgenden Planungsstufen ist zudem das Bündelungsgebot mit bestehenden linienhaften Infrastrukturen zu beachten, das z.B. in § 11 NABEG gesetzlich verankert ist. Hierdurch wird auch für nachfolgende Planungsstufen sichergestellt, dass eine Vorhabenbündelung – etwa in bestehender Trasse durch Zu- oder Umbeseilung – grundsätzlich Vorrang hat vor dem Neubau von Leitungen in neuer Trasse. Eine weitere Verankerung des NOVA-Prinzips im Bundesbedarfsplangesetz ist daher nicht erforderlich.

Eine Besserstellung in der Kostenanerkennung nach der ARegV ist ebenfalls nicht erforderlich, da ein Ausbau nach bestehenden gesetzlichen Vorgaben erst nach einer Optimierung bzw. Verstärkung in Betracht kommt. Dies ergibt sich insbesondere daraus, dass die BNetzA Investitionsmaßnahmen für die Erweiterungs- oder Umstrukturierungsinvestition in die Übertragungsnetze genehmigt, soweit diese für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG notwendig sind (§ 23 Abs. 1 Satz 1 ARegV).

C. Erdverkabelung auf der Hochspannungsebene (§ 43h EnWG)

Aus Sicht der Bundesnetzagentur besteht kein Änderungsbedarf in Bezug auf die Regelung des § 43 h EnWG. Zumal sich diese Regelung nur auf neue Trassen bezieht. Die meisten Investitionsmaßnahmen in der 110-kV-Ebene beinhalten Maßnahmen zur Steigerung der Transportfähigkeit des bestehenden 110-kV-Netzes. In erster Linie werden Maßnahmen zur Nutzung des Freileitungsmonitoring und zur Beseilung mit Hochtemperaturleiterseilen umgesetzt. Die Beibehaltung der Trassenführung auf bestehenden Trassen ist vor dem Hintergrund der Vermeidung von langwierigen Planfeststellungs- und Raumordnungsverfahren nachvollziehbar. Die Verkabelung auf der 110-kV-Ebene stellt im Moment nach Auswertung der Datenlage bei der BNetzA eher die Ausnahme als die Regel dar, da Ertüchtigungs- und Verstärkungsmaßnahmen in bestehenden Trassen vorgenommen werden.

Dass die Regelung des § 43 h EnWG zu Verzögerung führt, konnte bisher im Zuständigkeitsbereich der BNetzA nicht festgestellt werden. Planfeststellungsverfahren werden im Zusammenhang mit 110-kV-Leitungen von der BNetzA nicht durchgeführt.

Für die Höhe des Kostenfaktors ist auf ein Vergleich der gesamten Maßnahmen abzustellen und nicht allein auf die reine Verlegung eines Erdkabels oder einer Freileitung.

Die Kosten für ein Kabel im Vergleich zu einer Freileitung im 110kV-Bereich können schätzungsweise mit dem Faktor 2 angegeben werden. Der Bundesnetzagentur liegt nur eine geringe Anzahl (2) von Verkabelungsprojekten in der 110-kV-Ebene vor. Unter Zugrundelegung eines aussagekräftigen Antrags, der einen Kostenvergleich enthält, kann festgehalten werden, dass der wesentliche Kostentreiber die Länge der Verkabelung bzw. Freileitung darstellt. Neben der Verlegung von Leitungen sind ggf. weitere Maßnahmen zu ergreifen. So müssen zur Anbindung von Kabeln in die Umspannwerke jeweils Kabelendmasten errichtet werden. Die Kosten für den Kabelendmast und die Anbindung sind zusätzlich zu berücksichtigen.

Der Kostenfaktor 2,75 sollte weiterhin als Kriterium für die Entscheidung über eine Verkabelung beibehalten werden. Die Kosten für die Umsetzung von Freileitungen oder Erdkabel ergeben sich nicht nur aus dem Material und der Verlegung. Evtl. sind weitere Maßnahmen zu ergreifen, die eine Verkabelung oder eine Freileitung ermöglichen, wie bspw. unterschiedliche Anbindungsmaßnahmen. Der über 2 hinausgehende Anteil des Faktors ist ein geeignetes Maß die Zusatzkosten der Verkabelung zu begrenzen. Eine darüber hinaus gehende Kostensteigerung erscheint vor dem Hintergrund der regionalen Kostentragung nicht vertretbar. 110-kV-Netze werden von Verteilnetzbetreibern betrieben, die in regional begrenzten Gebieten belegen sind. Die Zusatzkosten einer Erdverkabelung im Vergleich zu einer Freileitung sind somit in der Region des Verteilnetzes von den Letztverbrauchern zu tragen. Von der Größe des Verteilnetzes hängt die Höhe der individuellen Kostentragung durch die Letztverbaucher ab. Netzkunden kleinerer Verteilnetzbetreiber werden entsprechend höher belastet.

Sollte eine pauschale Verkabelungsregelung für 110-kV-Leitungen geschaffen werden, dann gilt dies für alle Leitungen in neuer Trasse ausnahmslos. Eine Abwägung der Erfordernisse zur Verkabelung würde nicht mehr vorgenommen.

D. Prüfung der Gründung einer deutschen Netzgesellschaft

Die Frage nach der Gründung einer deutschen Netzgesellschaft, also einer Zusammenführung mehrerer oder aller Übertragungsnetzbetreiber in eine neu zu gründende Gesellschaft, ist inhaltlich von der Frage einer staatlichen Beteiligung an den Übertragungsnetzen zu trennen.

Grundsätzlich wird eine zunehmende Konsolidierung im Bereich der Übertragungsnetzbetreiber - allerdings auf privatwirtschaftlicher, freiwilliger Grundlage - von Seiten der Bundesnetzagentur ausdrücklich positiv bewertet. Größere Unternehmenseinheiten können nach Auffassung der Regulierungsbehörde

- durch Synergieeffekte die Effizienz der Leistungserbringung steigern und damit günstige Netzentgelte sicherstellen;
- bedingt durch eine umfangreichere Kapitaldecke selbständig am Kapitalmarkt agieren und benötigte Finanzmittel aufnehmen;
- die Verwaltung komplexer Schnittstellen zwischen Übertragungsnetzbetreibern in Deutschland vermeiden;
- die Kommunikation mit Übertragungsnetzbetreibern im benachbarten Ausland und innerhalb der europäischen Gremien erleichtern.

Auch unter wettbewerblichen Gesichtspunkten wären von einem solchen Zusammenschluss keine negativen Effekte zu erwarten. Es würde sich dabei um einen Zusammenschluss von Gebietsmonopolisten handeln, die räumlich getrennte Märkte auf der gleichen Wertschöpfungsstufe bedienen. Eine solche Fusion könnte daher weder in horizontaler noch in vertikaler Hinsicht zu wettbewerblich unerwünschten Konzentrationseffekten führen.

Davon unabhängig zu betrachten ist die Frage nach der Eigentümerschaft an den Übertragungsnetzen.

Aus Sicht der Stromverbraucher entstehen durch eine Änderung des Eigentümers des Netzes keine Vor- oder Nachteile. Die Anforderungen des Energierechts und des Regulierungsrahmens an den Übertragungsnetzbetreiber sind unabhängig davon, in wessen Eigentum der Netzbetreiber steht. Ob ein Netzbetreiber also vollständig in öffentlichem Eigentum oder vollständig in privatem Eigentum steht, macht für die Netzkunden hinsichtlich ihrer Rechte und Pflichten somit keinen Unterschied aus.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur besteht deshalb auch keine Veranlassung für eine staatliche Beteiligung an den Übertragungsnetzen. Diese würde im Übrigen das Einverständnis der bisherigen Eigentümer voraussetzen. Die schiere Diskussion um die Enteignung von Privatkapital könnte insbesondere bei den Eignern der an Dritte übergebenen Übertragungsnetze zu starker Verunsicherung führen und Investitionen in Energienetze in Deutschland nachhaltig blockieren.

E. Entwicklung von Vorschlägen zur finanziellen Beteiligung der Bürger am Bau neuer Stromleitungen

Zur Steigerung der Akzeptanz des Leitungsbaus könnte betroffenen Grundeigentümern und Bürgern die Möglichkeit eröffnet werden in die Netze zu investieren. Dies ist im Grundsatz bereits im bestehenden regulatorischen Rahmen möglich.

Grundvoraussetzung für eine finanzielle Beteiligung der Bürger an den Netzen ist aus Sicht der Bundesnetzagentur, dass diese für Netzbetreiber und Bürger auf freiwilliger Basis erfolgen. Netzbetreiber können nicht dazu verpflichtet werden, Bürger an ihren Investitionsprojekten zu beteiligen. Eine derartige Verpflichtung stellt einen erheblichen Eingriff in die Rechte der Netzbetreiber dar und könnte zu Verunsicherung bei Investoren führen.

Bei der konkreten Ausgestaltung sind verschiedene Varianten denkbar. So sind Eigen- oder Fremdkapitalbeteiligungen an konkreten Netzausbauprojekten oder direkt an Netzbetreibern möglich. Die Höhe der Verzinsung sollte sich am Risiko und an den marktüblichen Konditionen orientieren. Auf diese Weise erhalten Grundeigentümer und Bürger eine jährlich wiederkehrende Ausschüttung mit einer angemessenen Verzinsung des Kapitals. Sofern die hierdurch anfallenden Kapitalkosten nicht höher sind als bei einer üblichen Finanzierung durch den Netzbetreiber, können diese Kosten bereits im bestehenden Rechtsrahmen abgebildet werden. Ein aktuelles Beispiel stellt das Modellprojekt der Bürgernetzgesellschaft für die Finanzierung der Westküstenleitung in Schleswig-Holstein dar.

Wichtig ist, dass die Investitionshoheit beim Netzbetreiber verbleiben muss und das System unbundling-konform ausgestaltet wird. Dies kann zum Beispiel über die Gestaltung eines Pachtvertrages oder die Form der Eigenkapitalbeteiligung an der Projektgesellschaft, z.B. Genussscheine ohne Stimmrechte, sichergestellt werden. Die damit verbundenen Fragen hängen von der konkreten Ausgestaltung einer Bürgerbeteiligung ab und müssen jeweils im Einzelfall geklärt werden.

F. Verweis auf BNetzA-Dokumente

In Ergänzung der vorstehenden Ausführungen verweist die Bundesnetzagentur zusätzlich auf ihre Darlegungen in folgenden Dokumenten (abrufbar auf der Internetseite der Bundesnetzagentur unter www.netzausbau.de):

- Genehmigung des Szenariorahmens vom 20.12.2011 (Az.: 8121-12/Szenariorahmen 2011)
- Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom 2012 vom 25.11.2012
- Umweltbericht zum Bundesbedarfsplan-Entwurf vom 25.11.2012

Zusammenfassung Stromnetzausbau 2012.

- **Kurzzusammenfassung**
 - **Öffentliche Anhörung**
- **des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie zu der Vorlage**
 - **zum Thema: "Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze",**
 - **BT-Drucksachen 17/12638, 17/11369, 17/17/12681, 17/12518**
 - **Berlin, 15. April 2013**
- **Stellungnahme der Bundesnetzagentur**

11. April 2013

- Die Bundesnetzagentur bedankt sich für die Gelegenheit, zu den o.g. Bundestagsdrucksachen Stellung zu nehmen.
- **Erstmals systematische, bundesweite Bedarfsermittlung für die Übertragungsnetze: Bundesnetzagentur hat nach intensiver energiewirtschaftlicher Prüfung zunächst nur den wirklich robusten Umfang an Ausbaumaßnahmen bestätigt**
- Der rasche Ausbau der Übertragungsnetze ist von zentraler Bedeutung für das Gelingen der Energiewende insgesamt. Die Ermittlung des konkreten Ausbaubedarfs folgt einer grundlegend neuen Systematik (nach den §§ 12a ff. EnWG). Erstmals erfolgte dies bundesweit für die nächsten zehn Jahre. Auf Grundlage des von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmens über die wahrscheinliche zukünftige Entwicklung der Energieversorgung im Rahmen der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung haben die Übertragungsnetzbetreiber einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan erstellt und öffentlich konsultiert. Darin wurden die in den nächsten zehn Jahren erforderlichen Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes aufgelistet. Nach Überprüfung der einzelnen Maßnahmen und erneuter umfassender öffentlicher Konsultation hat die Bundesnetzagentur den Netzentwicklungsplan 2012 bestätigt. Dabei wurde für einen Großteil der Maßnahmen die energiewirtschaftliche Notwendigkeit festgestellt. Etwa ein Drittel der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen konnte von der Bundesnetzagentur zum jetzigen Zeitpunkt allerdings nicht bestätigt werden. Frühzeitig während der Aufstellung des Netzentwicklungsplans hat die Bundesnetzagentur eine Strategische Umweltprüfung zur Vorbereitung des Bundesbedarfsplans durchgeführt. Ende November 2012 hat die Bundesnetzagentur den bestätigten Netzentwicklungsplan

zusammen mit dem Umweltbericht der Bundesregierung als Grundlage für den Bundesbedarfsplan übermittelt.

-
- **Die Bundesnetzagentur hat ganz bewusst von Beginn an Wert auf eine intensive Beteiligung der Öffentlichkeit gelegt. Bei der energiewirtschaftlichen Prüfung wurde auch externer Sachverstand herangezogen.**
- Auch zu diesem frühen Zeitpunkt, zu dem die konkreten Trassenverläufe für die notwendigen Leitungen noch nicht feststehen, hat die Bundesnetzagentur großen Wert auf eine umfassende Beteiligung der Öffentlichkeit gelegt, etwa durch eine intensiv genutzte Präsentation im Internet, durch Publikationen, eine Servicehotline wie auch durch bundesweit insgesamt 6 gezielte Informationstage vor Ort. Die intensive Prüfung und Bestätigung des Netzentwicklungsplans wurde durch externe wissenschaftliche Unterstützung begleitet (TU Graz).
-
- **Die zum jetzigen Zeitpunkt nicht bestätigten Vorhaben können in den jährlich nachfolgenden NEP-Prozessen erneut geprüft werden.**
- Aus Sicht der Bundesländer war die Reaktion auf den Entwurf des Bundesbedarfsplangesetzes nicht in Richtung zuviel, sondern eher in Richtung zu wenig Netzausbaumaßnahmen. Einige Bundesratsanträge zielen deshalb darauf ab, weitere Vorhaben, deren energiewirtschaftliche Notwendigkeit die Bundesnetzagentur nicht bestätigt hat, noch in das laufende Bundesbedarfsplangesetz aufzunehmen. Diese Vorhaben können allerdings im Rahmen des jährlichen, iterativen Prozesses bereits beim angelaufenen nächsten Netzentwicklungsplan (NEP 2013) erneut überprüft werden. Falls sich daraus die energiewirtschaftliche Notwendigkeit ergibt, können sie auch von der Bundesnetzagentur bestätigt werden. Zudem gilt für Vorhaben, die nicht im Bundesbedarfsplangesetz enthalten sind, kein Planungs- und Realisierungsverbot. Vielmehr müssen für diese Vorhaben, sofern sie realisiert werden sollen, der energiewirtschaftliche Bedarf und die Übereinstimmung mit den Zielen des § 1 EnWG in den Planungs- und Genehmigungsverfahren von den zuständigen Behörden geprüft und festgestellt werden.
-
- **Netzverknüpfungspunkte werden mit dem Bundesbedarfsplangesetz verbindlich festgelegt, konkrete Konverterstandorte allerdings nicht.**
- Mit dem Prozess der Bedarfsermittlung wurde die energiewirtschaftliche Notwendigkeit des Netzausbaus netzknotenscharf ermittelt. Dementsprechend sind die im Bundesbedarfsplan als Anfangs- und Endpunkte der jeweiligen Vorhaben angegebenen Netzverknüpfungspunkte für die nachfolgenden Planungsstufen verbindlich. Mit der

verbindlichen Feststellung des vordringlichen Transportbedarfs zwischen zwei Netzverknüpfungspunkten entfällt eine erneute energiewirtschaftliche Überprüfung der Notwendigkeit in den nachfolgenden Verfahren. Eine Unverbindlichkeit der Netzverknüpfungspunkte würde dem Ziel, die Planungs- und Genehmigungsverfahren zu vereinfachen und zu beschleunigen, grundlegend zuwider laufen. Eine nicht sachgemäß abgeleitete Verschiebung der Netzverknüpfungspunkte hätte weitreichende und nicht geprüfte Auswirkungen auf das gesamte Stromnetz. Insofern bedürfte es bei abweichenden Netzverknüpfungspunkten einer abweichenden Bedarfsfeststellung.

-
- Der Bundesbedarfsplan trifft allerdings keine verbindliche Festlegung für Konverterstandorte und Nebenanlagen. Über den Standort von Konverteranlagen wird im Rahmen von Alternativenprüfungen erst auf nachfolgenden Planungsstufen entschieden. Im Rahmen der Bundesfachplanung prüft die Bundesnetzagentur alternative Trassenkorridore und bestimmt schließlich den Verlauf eines raum- und umweltverträglichen Trassenkorridors, der die im Bundesbedarfsplan festgelegten Netzverknüpfungspunkte verbindet. Ein Trassenkorridor lässt sich nur dann als raum- und umweltverträglich bewerten, wenn in ihm auch ein Konverterstandort raum- und umweltverträglich realisierbar erscheint. Ein Konverter muss dabei nicht zwingend unmittelbar am Standort des im Bundesbedarfsplan verbindlich festgelegten Netzverknüpfungspunktes errichtet werden. Er kann vielmehr auch in einem Umkreis von mehreren Kilometern gelegen sein und mit dem Netzverknüpfungspunkt durch eine Stichleitung verbunden werden. Eine abschließende Entscheidung über den Standort eines Converters wird dann erst auf der Ebene der Planfeststellung getroffen.
-
- **Erdverkabelung muss zunächst durch Pilotvorhaben erprobt werden. Allerdings ist das NABEG grundsätzlich technologieoffen angelegt, erdverkabelte Teilabschnitte sind deshalb möglich.**
- Belastbare Erkenntnisse und Erfahrungen mit einer Erdverkabelung auf der Höchstspannungsebene liegen bislang noch nicht vor. Derzeit ist noch keines der im EnLAG ausgewiesenen Pilotvorhaben für Drehstrom-Erdkabel realisiert. Das NABEG ist technologieoffen, so dass eine künftige teilweise Verkabelung grundsätzlich möglich ist und ggf. auch sinnvoll sein kann.
- Der Bundesbedarfsplan enthält zwei HGÜ-Pilotvorhaben, die unter den Voraussetzungen des EnLAG (teilweise) verkabelt werden können. Um Erkenntnisse und Erfahrungen mit Erdkabeln im Gleichstrombereich zu sammeln, ist es sinnvoll, zunächst bei der Systematik einzelner Pilotvorhaben zu bleiben. Dies kann mitunter dazu führen, dass nicht verkabelt werden darf, obwohl dies auf nachfolgenden Planungsstufen

als sinnvoll erachtet werden könnte. Sobald und sofern die Erprobung positiv erfolgt ist, könnte dies bei nachfolgenden Bedarfsplänen durch den Gesetzgeber Berücksichtigung finden.

- Sofern nach dem gesetzlichen Rahmen möglich, wird die Entscheidung, ob ein Leitungsabschnitt als Erdkabel oder als Freileitung ausgeführt wird, nur im Einzelfall nach den örtlichen Gegebenheiten getroffen. Erdverkabelung kann auch zukünftig die Freileitungstechnik nicht ersetzen, sie kann aber ein für spezifische Situationen passendes Instrument des Netzausbaus werden. Von daher sollten die Erdkabel-Pilotvorhaben sowohl nach dem EnLAG als auch nach dem vorliegenden Bundesbedarfsplan zügig realisiert werden.
-
- **Grundlage für den Entwurf des Bundesbedarfsplangesetzes bilden umfangreiche, jederzeit im Internet abrufbare Dokumente der Bundesnetzagentur**
- Die umfangreichen Inhalte der Genehmigung des Szenariorahmens, der Bestätigung des NEP 2012 und des Umweltberichts zum Bundesbedarfsplan-Entwurf 2012 und die Zusammenfassung der Dokumente sind unter ww.netzausbau.de abrufbar..
-
-