

Stellungnahme

zum Netzentwicklungsplan Strom 2012 und zum Umweltbericht (SUP) zum Bundesbedarfsplanentwurf 2012

Inhalt

1. Einleitende Bemerkungen	1
2. Bewertung des bisherigen Verlaufs der Konsultationen zum NEP 2012 und zum Szenariorahmen 2012/2013	3
3. Prüfung von Alternativen und Sensitivitäten	8
4. Teilverkabelung und zeitliche Priorisierung der Maßnahmen	13
5. Umweltbericht: Alternativenprüfung und Auswirkungen auf den Menschen.....	16
6. Überblick über die DUH-Forderungen zum NEP 2012 und zum Umweltbericht.....	18
7. Anhang zu Kapitel 5.....	19

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat gemäß § 12c Abs. 3 EnWG am 6. September 2012 den zweiten Entwurf eines „Netzentwicklungsplan Strom 2012“ der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sowie den Umweltbericht zum Bundesbedarfsplanentwurf zur öffentlichen Konsultation gestellt.¹ Zu dem Entwurf nimmt die Deutsche Umwelthilfe e.V. (DUH) wie folgt Stellung:

1. Einleitende Bemerkungen

Der Um- und Ausbau der Stromnetze ist von elementarer Bedeutung für das Gelingen der Energiewende. Er kann nur gelingen, wenn die Gesamtplanung transparent und für die breite Öffentlichkeit nachvollziehbar erstellt wird. Der Informations- und Planungsprozess zum Netzentwicklungsplan 2012 wie auch zum zugrundeliegenden Szenariorahmen bemüht sich erkennbar um Transparenz und Verständlichkeit. Dies begrüßen wir, sehen aber weiteren Handlungsbedarf ins-

¹http://www.netzausbau.de/cln_1932/DE/Bedarfsermittlung/Netzentwicklungsplan%202012/netzentwicklungsplan2012_node.html

besondere in der Frage der Prüfung von Alternativen, die geeignet sind, den Netzausbaubedarf zu reduzieren und den kontinuierlichen Fortgang der Energiewende abzusichern.

Dabei ist uns durchaus bewusst, dass einige unserer Positionen und Forderungen über den bestehenden Rechtsrahmen hinausgehen. Wir halten sie jedoch in der Gesamtschau und insbesondere im Zusammenhang mit dem Ziel der Bundesregierung, eine möglichst breite gesellschaftliche Akzeptanz für den Netzplan zu erlangen, für so elementar, dass ihre Diskussion keinen Aufschub duldet. In diesem Zusammenhang halten wir es auch für geboten, die aktuell anstehenden Genehmigungen durch Hinweise und Prüfaufträge zu ergänzen. Wir verweisen ausdrücklich auf unser Schreiben vom 23. Oktober 2012 an den Präsidenten der Bundesnetzagentur, in dem wir gemeinsam mit anderen Umweltverbänden einen entsprechenden Verfahrensvorschlag unterbreitet haben.² Darüber hinaus möchten wir unsere Forderungen auch als Anregungen für den Gesetzgeber im Gesetzgebungsprozess für den Bundesbedarfsplan verstanden wissen.

Die DUH teilt grundsätzlich die Überzeugung, dass ein erheblicher Stromnetzum- und -ausbau von zentraler Bedeutung ist für die mittel- und langfristige Ausweitung der Erneuerbare-Energien-(EE-) Kapazitäten entsprechend den Zielvorgaben der Bundesregierung. Gleichzeitig halten wir aktuelle Überlegungen von Bundesumweltminister Peter Altmaier und anderen für nicht zielführend, ja geradezu für kontraproduktiv, wonach die Dynamik des EE-Aufbaus kurzfristig an das Aus- und Umbau-tempo der Netzinfrastruktur angepasst – sprich: entsprechend verlangsamt – werden muss. In dieser Stellungnahme diskutieren wir daher auch technische Möglichkeiten, die geeignet erscheinen, den Ausbau der EE für die kommenden Jahre auf Basis des vorhandenen Netzes (inkl. der dort kurzfristig absehbaren Ertüchtigungen) ohne Einschränkungen fortzusetzen. Wir plädieren für einen Optimierungsprozess statt einer „Synchronisation“, die im Ergebnis die Dynamik der Energiewende zu beenden droht, mit allen negativen Konsequenzen für die Zielerreichung, aber auch für die Akzeptanz des Netzausbaus. Der Bau neuer Stromtrassen bei gleichzeitiger massiver Verlangsamung des EE-Zubaus oder gar dessen Stopp wäre den betroffenen Bürgerinnen und Bürgern nicht zu vermitteln. Der von uns vorgeschlagene Optimierungsprozess zielt darüber hinaus darauf ab, die nach unserer Überzeugung im Rahmen der Strategischen Umweltprüfung (SUP) ohnehin rechtlich gebotenen Alternativenprüfungen fristgerecht vornehmen zu können. Es geht also um Zeitgewinn. Mittelfristig bleibt ein erheblicher Netzaus- und -umbau im Rahmen der Transformation des Energiesystems unverzichtbar.

In der öffentlichen Diskussion wird der Netzausbau insbesondere von den vor Ort betroffenen Anwohnern oft sehr kritisch bewertet. Es ist deshalb aus Sicht und auf Basis der Erfahrungen der DUH dringend geboten, vernünftige Alternativen und Modifikationen zu den vorliegenden Vorschlägen ernsthaft und intensiv zu prüfen (Kappung von EE-Einspeisespitzen, Regionalisierung, Übertra-

² DUH, Germanwatch, Greenpeace, NABU, WWF (2012): „Verfahrensvorschlag im Rahmen der Konsultationsverfahren zum Szenariorahmen 2013 sowie NEP 2012 und SUP 2012 / Genehmigungsvorbehalt“, Schreiben vom 23.10.2012

gungsalternativen ...) und nachvollziehbar ihre Chancen auf Realisierung in einem ebenfalls vernünftigen Kostenrahmen zu bewerten. Ein Zeitverzug, insbesondere bzgl. der Realisierung notwendiger Trassen oder Trassenertüchtigungen, wäre damit nicht notwendigerweise verbunden.

Als Voraussetzung für Akzeptanz müssen Anwohner und Betroffene verstehen können, warum eine bestimmte Technik und eine bestimmte Trasse von allen Alternativen die beste ist. Die umfangreich geplanten Leitungen werden ohne bestmögliche Darlegung der Notwendigkeit des Netzausbaus im angestrebten Umfang nicht zu realisieren sein. In Kapitel 3 unserer Stellungnahme führen wir aus, welche Alternativen und Sensitivitäten aus unserer Sicht im weiteren Verfahren im Einzelnen zu untersuchen sind.

Unabhängig von unserer weitreichenden Forderung nach einer Alternativenprüfung fordern wir weiter die klare Priorisierung von Leitungen, die vordringlich bis 2023 in Betrieb gehen müssen, im Genehmigungsbescheid und in der Konsequenz im Bundesbedarfsplan. Zu einem späteren Zeitpunkt möglicherweise darüber hinaus notwendige Leitungen müssen der Überprüfung auf Basis der realen Entwicklung beim Umbau der Strominfrastruktur, insbesondere auch der Fortentwicklung des Standes der Technik, zugänglich bleiben.

2. Bewertung des bisherigen Verlaufs der Konsultationen zum NEP 2012 und zum Szenariorahmen 2012/2013

Die DUH hat sich mit ausführlichen Stellungnahmen zum ersten Entwurf des NEP 2012 der Übertragungsnetzbetreiber vom 30. Mai 2012 sowie zu den Szenariorahmen 2012 und 2013 am bisherigen Konsultationsprozess beteiligt. Einige der darin enthaltenen Forderungen wurden im Verlauf der öffentlichen Konsultationen berücksichtigt, andere wesentliche Forderungen nicht. In diesem Kapitel geben wir einen Überblick darüber, welche unserer Forderungen umgesetzt wurden und welche nach unserer Überzeugung noch umzusetzen sind.

2.1 Umsetzungs-Stand von DUH-Forderungen im 2. Entwurf des NEP Strom 2012

Die nachfolgende Tabelle dokumentiert den Umsetzungsstand der DUH-Forderungen zum 1. Entwurf des NEP Strom 2012 im aktuell konsultierten 2. Entwurf.

DUH-Forderung aus Stellungnahme zum 1. NEP-Entwurf der ÜNB vom 30. Mai 2012	Berücksichtigungsstand im NEP 2012 (2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vom 15.8.2012)
Zeitgleiche Einspeisung von Windenergieanlagen berücksichtigen (DUH, S. 5, Punkt 2.1.1)	„Die maximale Einspeisung von Onshore-Wind beträgt hierbei 92 %, bei Offshore-Wind 97 % der installierten Leistung“ (ÜNB S. 57). → Die DUH-Forderung ist umgesetzt.
Wahl des Wind-/Wetterjahrs: Drei-Jahresmittel ansetzen (DUH, S. 5, 6, Punkt 2.1.2)	Begründung für Beibehaltung des Wetterjahrs 2007: Annahme, dass „der Klimawandel zukünftig zu einem höheren Windaufkommen führt als im Durchschnitt der letzten Jahre“. (ÜNB S. 42). → Die Begründung überzeugt, wir erhalten daher unsere Forderung nicht aufrecht.

Im Bedarfsfall reduzierte Netzeinspeisung von Windenergieanlagen bei Höchstlast um 10%: Sensitivitätsrechnung durchführen (DUH, S. 6, 7, Punkt 2.1.3)	→ Die DUH-Forderung bleibt bestehen (siehe hierzu Kap. 3.1).
Zu- und abschaltbare Lasten: Sensitivitätsrechnung durchführen (DUH, S. 7, Punkt 2.1.4)	Es wurde keine Sensitivitätsrechnung durchgeführt. → Die DUH-Forderung bleibt bestehen (siehe hierzu Kap. 3.5 und Sensitivitätsbetrachtung zur Reduktion des Stromverbrauchs)
Zusätzliche Speichermöglichkeiten berücksichtigen (DUH, S. 7, 8, Punkt 2.1.5)	Internationale Speicher seien durch Marktsimulation berücksichtigt, so die Argumentation der ÜNB. „Power-to-Gas“ biete eine Chance, aber Lösungen im Entwicklungsstadium seien nicht im Szenariorahmen enthalten und könnten daher auch nicht im NEP berücksichtigt werden (ÜNB S. 33 - 35 und 179). → Die Begründung für „Power-to-Gas“ überzeugt, wir erhalten daher unsere Forderung nicht aufrecht. Das Potenzial sollte jedoch in nachfolgende Szenariorahmen und NEPs einfließen. → DUH-Forderung: Enthaltene internationale Speicher tabellarisch angeben.
Abnehmende Bedeutung rotierender Massen für die Netzstabilität berücksichtigen (DUH, S. 8, Punkt 2.1.6)	Dieser Aspekt wurde nicht aufgenommen. → Die DUH-Forderung bleibt bestehen (siehe Kapitel 3.2).
Rolle der Verteilnetze nicht unterschätzen (DUH S. 8, Punkt 2.1.7)	Aus Sicht von Verteilnetzbetreibern wurden der Austausch und das Zusammenwirken von Verteilnetzen und Übertragungsnetz nicht ausreichend berücksichtigt (mündliche Aussagen bei Informationsveranstaltungen von ÜNB und BNetzA im Sommer 2012). → Die DUH-Forderung bleibt bestehen.
Ausbau der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung (DUH, S. 8, Punkt 2.1.8)	„Wärmegeführte KWK-Anlagen befinden sich zumeist in der Nähe von Verbrauchern. In den Windüberschussgebieten wird sich dadurch eine Überschussleistung nicht verringern“ (ÜNB S. 73). → Begründung überzeugt, wir erhalten daher unsere Forderung nicht aufrecht (stattdessen siehe Kap. 3.6 „Power- to-Heat“).
Methodik der Netzplanung: Vorgehen gut begründen, ggfls. unabhängige Berechnungen für alle Szenarien vorlegen (DUH, S. 9, Punkt 2.2.1)	Das Vorgehen, Szenario C als Ausgangspunkt für die Szenarien A und B 2022 zu verwenden, wird nicht detaillierter erläutert als im 1. Entwurf. Alternative Berechnungen fehlen. → Die DUH-Forderung bleibt bestehen.
Jahresvolllaststunden und Bruttostromerzeugung: Ausgangsdaten des Marktmodells auf Plausibilität prüfen und Netzplanung anpassen (DUH, S. 9, Punkt 2.2.2)	→ Die DUH-Forderung ist nicht zufriedenstellend umgesetzt (siehe hierzu Kap. 3.8). Es ist eine transparentere Darstellung und ggfls. Korrektur erforderlich.
Sensitivitätsbetrachtung zur Reduktion des Stromverbrauchs: Auswirkung einer Absenkung des Stromverbrauchs auf den Netzausbaubedarf konkreter darstellen. Werden keine Leitungen eingespart, sind die Gründe zu nennen. (DUH, S. 10, Punkt 2.3)	Die Sensitivität für eine Verbrauchsreduktion um 10% (bis 2022) und eine damit verbundene reduzierte Jahreshöchstlast wurde ermittelt, aber weiterhin fehlt eine plausible und detaillierte Begründung der angeblich ausbleibenden Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf (ÜNB S. 164 – 169). Die Begründung reicht nicht aus. Benötigt wird eine quantitative Analyse, die die konkreten Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf transparent darstellt. → Die DUH-Forderung bleibt bestehen. Zur Beantwortung der Fragen der Öffentlichkeit (z.B. Was bringen Energieeinsparung und Lastmanagement?) soll zusätzlich eine Sensitivität für einen geringeren Jahresstrombedarf von 500 TWh und eine Jahreshöchstlast von 70 GW gerechnet werden.
Länderübergreifende Leitungen: Bundesländer- und grenzüberschreitende Leitungen sollten klar ausgewiesen sein, damit rechtzeitig bekannt wird, welche Strecken von der Bundesnetzagentur und welche weiterhin von den Ländern geplant und genehmigt werden. (DUH, S. 10, Punkt 2.4)	Der 2. NEP-Entwurf 2012 enthält dazu keine Konkretisierung. → Die DUH-Forderung bleibt bestehen.
Rolle des externen Gutachters klären und definieren (DUH, S. 11, Punkt 2.5)	Die Rolle und der Aufgaben- und Prüfbereich sowie die Kriterien für die Auswahl des Gutachters wurden nicht erläutert. → Die DUH-Forderung bleibt bestehen.

<p>Zahl der Leitungen in einer Trasse: Mögliche Doppeltrassen klar benennen (DUH, S. 11, Punkt 2.7)</p>	<p>„Für den HGÜ-Korridor mit einer Länge von 930 bis 1150 km ist ein Leitungsneubau von rund 930 bis 2050 km notwendig“ (ÜNB S. 289). Aus dieser Bemerkung im Anhang des NEP 2012 kann abgeleitet werden, dass ab 2032 zwei parallele Trassen benötigt werden. Dies sollte im Hauptteil transparent und leicht verständlich dargestellt werden.</p> <p>→ Die DUH-Forderung bleibt bestehen.</p>
<p>Fehlender Zeitplan: Angabe des angestrebten Fertigstellungsjahrs für jede Maßnahme. (DUH, S. 11, 12, Punkt 3.1)</p>	<p>Im 2. NEP-Entwurf wurden Zeitpläne ergänzt: Für das Startnetz auf den S. 118 - 124, für das Zielnetz B 2022 auf den S. 130 -132. Das geplante Fertigstellungsjahr ist jeweils angegeben.</p> <p>→ Die DUH-Forderung wurde umgesetzt.</p>
<p>HGÜ-Pilotstrecke: Im NEP sollte klar begründet werden, warum die ausgesprochen großzügige Auslegung des § 12b Abs. 1, 3a EnWG – „Netzausbaumaßnahmen als Pilotprojekte“ – für erforderlich gehalten wird. Nach § 12 e Abs. 3 EnWG muss im Bundesbedarfsplan aus diesen Projekten mindestens ein Pilotprojekt benannt werden, für das auch eine Erdverkabelung in Erwägung gezogen werden muss. Insbesondere muss schon bei der Bundesfachplanung diese Möglichkeit als Planungsalternative ausdrücklich benannt werden. (DUH, S. 12, Punkt 3.2)</p>	<p>Eine Verbindung nach Belgien (Projekt-Nr. 65 von Amprion) im Zielnetz B 2022 wird als DC-Kabel gebaut, weil in Belgien eine Freileitung nicht genehmigungsfähig wäre. Es ist unklar, ob dieses Projekt bereits als Pilotstrecke nach § 12e Abs. 3 EnWG zu sehen ist. Falls nein, ist unklar, auf welchen HGÜ-Strecken die Teilverkabelung stattfinden soll und nach welchen Kriterien diese ausgewählt wird.</p> <p>→ Die DUH-Forderung wurde nicht ausreichend umgesetzt.</p>
<p>Hochtemperaturseile (HTSL): Generelle Prüfung von HTSL-Seilen im Rahmen von NOVA (DUH, S. 12, Punkt 3.3)</p>	<p>Hochtemperaturseile wurden im 2. NEP-Entwurf generell im Rahmen von NOVA geprüft, Erläuterungen wurden ergänzt (ÜNB, S. 100 – 101)</p> <p>→ Die DUH-Forderung wurde umgesetzt.</p>
<p>Berücksichtigung EU-Netzausbauplanung: Art und Ausmaß der Auswirkungen des NEP auf die EU-Planungen und umgekehrt offenlegen (DUH, S. 13, Punkt 3.4)</p>	<p>Die Übertragungsnetzbetreiber erklären im 2. NEP-Strom-Entwurf, dass die europäische Stromnetzausbauplanung der TYNDP 2010 und 2012 im NEP Strom 2012 berücksichtigt wird. (ÜNB, S. 19) Konkret ist dies aber nicht nachvollziehbar, weil die Listen der Start- und Ergebnisnetz-Maßnahmen keinen Hinweis darauf enthalten, ob und mit welcher Nummer die Maßnahmen im TYNDP 2010 und 2012 gelistet sind.</p> <p>Zudem fehlt der Hinweis auf die Europäische Liste der prioritären Projekte (Projects of Common Interest in Energy Infrastructure, PCI), eine Teilmenge des TYNDP, die bis zum 4. Oktober 2012 durch die EU-Kommission konsultiert wurde. Die PCI-Liste enthält für Deutschland die vier vorgeschlagenen HGÜ-Korridore. Es wird aber nicht deutlich, auf welcher Ebene die Priorisierung stattfindet: Wird die energiewirtschaftliche Notwendigkeit von Stromtrassen auf EU-Ebene oder national entschieden? Welche Rolle spielen dabei jeweils die öffentlichen Konsultationen auf EU- und auf nationaler Ebene? Nur mit hohem Aufwand und zum Teil nur mit besonderer Fachkenntnis ist nachvollziehbar, ob die vorgeschlagenen Maßnahmen und Projekte im NEP 2012 auch Teil der europäischen Netzplanung sind.</p> <p>→ Die DUH-Forderung wurde nicht ausreichend berücksichtigt. Wir fordern daher:</p> <p>Der Zusammenhang und die Entscheidungskompetenzen zwischen europäischer und nationaler Stromnetzplanung müssen verständlicher erläutert werden. Zudem sollen die Listen der notwendigen Maßnahmen für das Startnetz (NEP 2012, 2. Version, S. 118 ff.) und das Ergebnisnetz (NEP 2012, 2. Version, S. 130 ff.) um die Angabe erweitert werden, welche Nr. die Maßnahme im TYNDP besitzt und ob sie in der europäischen PCI-Liste vorgeschlagen sind.</p>
<p>Priorisierung der Um- und Ausbaumaßnahmen (DUH, S. 14, 15, Punkt 4.4)</p>	<p>NEP 2012 (S. 118 - 124; 130 - 132): Angaben zu den Inbetriebnahmehahren liegen vor, aber im BNetzA-Begleitdokument zum NEP 2012 vom 3.9.2012 heißt es auf S. 15: „Angabe des Inbetriebnahmehares [...] ist jedoch nicht zwingend mit einer nachvollziehbaren zeitlichen Staffelung gleichzusetzen“.</p> <p>→ Die DUH-Forderung nach Priorisierung der Projekte bleibt bestehen (siehe hierzu Kap. 4.4).</p>

Tabelle 1

DUH-Forderungen und Berücksichtigung im NEP 2012 (2. Entwurf der ÜNB)

2.2 Transparenz des Verfahrens und Bürgerinformation

Die DUH erkennt an, dass mit der Veröffentlichung der Entwürfe zum Netzentwicklungsplan Strom 2012 Daten öffentlich zugänglich sind, welche die Grundlage für den Netzum- und -ausbau im Rahmen der von Politik und Gesellschaft gewünschten Energiewende aus der Perspektive der Übertragungsnetzbetreiber darstellen. Damit ist ein erster wichtiger Schritt zu mehr Transparenz getan.

Wir begrüßen zudem die im zweiten NEP-Entwurf der ÜNB ergänzte Übersicht über vorhandene und noch zu realisierende Optionen zur Minimierung des Netzausbaubedarfs (2. NEP-Entwurf ÜNB, S. 22 - 24). Damit wird das Bemühen der ÜNB sichtbar, sich mit einem Kernpunkt der von der DUH und vielen anderen Teilnehmern des Konsultationsverfahrens vorgetragenen Kritik – Stichwort: Tendenz zu „so viel Netz wie möglich, statt so viel Netz wie nötig“ – auseinanderzusetzen. In einigen wesentlichen Punkten können wir die Argumentation noch nicht nachvollziehen (s. Tabelle oben). Positiv hervorzuheben ist aus unserer Sicht, dass die ÜNB wesentliche Kritikpunkte inhaltlich abarbeiten und sich nicht mit Verweisen auf im Einzelfall fehlende gesetzliche Prüfaufträge begnügen.

Bezüglich der Informations- und Kommunikationsarbeit findet seitens der Übertragungsnetzbetreiber erkennbar ein erheblicher Lernprozess statt. Sowohl die beiden NEP-Entwürfe wie auch die Informationsveranstaltungen richten sich auch an künftig und aktuell von Netzausbau betroffene Bürgerinnen und Bürger. Dies gilt auch für das Begleitdokument der Bundesnetzagentur zum Entwurf des NEP 2012 und den Umweltbericht. Die begleitende Informationsarbeit der BNetzA konnte wegen der regionalen Verteilung der Veranstaltungen einen noch größeren Teilnehmerkreis erreichen, ein Punkt, den wir sehr positiv bewerten.

Dessen ungeachtet sollten sowohl die Bürgerinformation über öffentliche Veranstaltungen als auch die Präsentation des NEP-Entwurfs noch weiter verbessert werden.

DUH-Vorschläge für eine weiter verbesserte Bürgerinformation:

- **Komplexität reduzieren / zusätzliches Info-Material bereitstellen:** Grundsätzlich besteht weiterhin das Problem, dass die Komplexität der nationalen Stromnetzplanung selbst für sehr engagierte Nicht-Fachleute schwer vermittelbar ist. Ergänzend zu den Fachveröffentlichungen bedarf es weiterer Informationsmaterialien, die grundlegende Zusammenhänge der Energiewende für Laien verständlich erklären.
- **Die Öffentlichkeit vor Ort erreichen:** Über 2.000 Stellungnahmen in der ersten Konsultationsphase dürfen nicht darüber hinwegtäuschen, dass nach den Erfahrungen, die die DUH bei zahlreichen lokalen Veranstaltungen sammeln konnte, die Pläne zum Aus- und Umbau der Stromnetze noch nicht einmal beim potenziell betroffenen Teil der Bevölkerung angekommen sind. Die begleitende Informationsarbeit zum Stromnetzplanungsprozess muss daher insbe-

sondere in der Fläche erheblich intensiviert werden, möglichst bevor über konkrete Trassenverläufe verhandelt wird.

- **Notwendige Konkretisierungen in den Entwürfen zum NEP 2012:**
 - Die Angaben zur Trassenlänge im Bestandsnetz und im Start- und Zielnetz sind nicht einheitlich. Die Angabe von 35.000 km beim Bestandsnetz bezieht sich auf die Stromkreislängen (ÜNB 2. NEP-Entwurf S. 10, NEP-Broschüre 15.8.2012, S. 10), der dargestellte Netzausbaubedarf für das Start- und Zielnetz bezieht sich aber auf Trassenlängen. Dies ist einheitlich darzustellen, damit die Relation zwischen Zubaubedarf und Bestandsnetz deutlich wird.
 - Die Kartendarstellungen zum Start- und Zielnetz sollten um eine Tabelle mit Kilometerangaben ergänzt werden, die den Netzausbaubedarf im Überblick darstellt, differenziert nach Start- und Zielnetz im empfohlenen Szenario B 2022.
- **Veröffentlichung im Internet:** Grundsätzlich begrüßen wir die Veröffentlichungen im Internet und die Möglichkeit, Stellungnahmen online abzugeben und zu veröffentlichen und in diesem Zusammenhang insbesondere die gemeinsame ÜNB-Plattform www.netzentwicklungsplan.de. Dies wird in Verwaltungsverfahren immer mehr zum Standard. Verbesserungsbedarf sehen wir bei der Darstellung der eingegangenen Stellungnahmen: Neben der Schlagwortsuche fehlt bislang eine Übersicht über die eingegangenen Stellungnahme. Zudem notwendig wäre eine alphabetische Auflistung aller Stellungnahmen, deren Veröffentlichung datenschutzrechtlich zugestimmt wurde.
- **ÜNB-Info- und Dialogveranstaltungen:**
 - **Themeninseln:** Als methodisch besonders geeignet zur Informationsvermittlung und Diskussion über den NEP 2012 hat sich das Veranstaltungsformat der ÜNB mit einem Vortragsteil und anschließender offener Phase mit Themeninseln (Experten und Kartendarstellungen) erwiesen (wie etwa am 20. August in Berlin). Dieses Veranstaltungsformat sollte verstärkt genutzt werden.
 - **Präsenz in den Regionen:** Für die nächste Konsultationsphase regen wir an, statt vier Veranstaltungen in Berlin jeweils eine Veranstaltung im Zentrum von Ausbauschwerpunktregionen einzelner Bundesländer in verschiedenen Bundesländern durchzuführen.

3. Prüfung von Alternativen und Sensitivitäten

3.1 Erzeugungsmanagement zur Netzentlastung

Die DUH ist der festen Überzeugung, dass konkrete Erhebungen für ein gezieltes Erzeugungsmanagement zur Netzentlastung schnellstmöglich in das Planungsverfahren einfließen müssen. Diese wurden im NEP nicht durchgeführt (siehe S. 22).

Hintergrund der Diskussion ist die folgende Sachlage: Die ÜNB legen das künftige Stromnetz wegen des gesetzlichen Einspeisevorrangs der Erneuerbaren Energien auf deren maximal mögliche Einspeisung aus, d.h. auf 100 Prozent der installierten Leistung der Erneuerbaren-Energien-Anlagen. Einspeisespitzen, die oberhalb von 70 Prozent der insgesamt installierten EE-Leistung liegen, werden jedoch nur wenige Stunden im Jahr erreicht. Die Bundesnetzagentur hat für die installierte Windleistung aus Szenario B 2022 (60 GW) ermittelt, dass eine Kappung der Einspeisespitzen um 30 Prozent zu einem Verlust von 1,8 Prozent der Jahresarbeit führen würde³.

Zu ähnlichen Werten kommt auch eine Forschergruppe vom Energieforschungszentrum Niedersachsen EFZN und der TU Clausthal: Eine Kappung von 31 Prozent der Einspeisespitzen würde zu einem Verlust von 2 Prozent der erzeugten Jahresarbeit führen⁴.

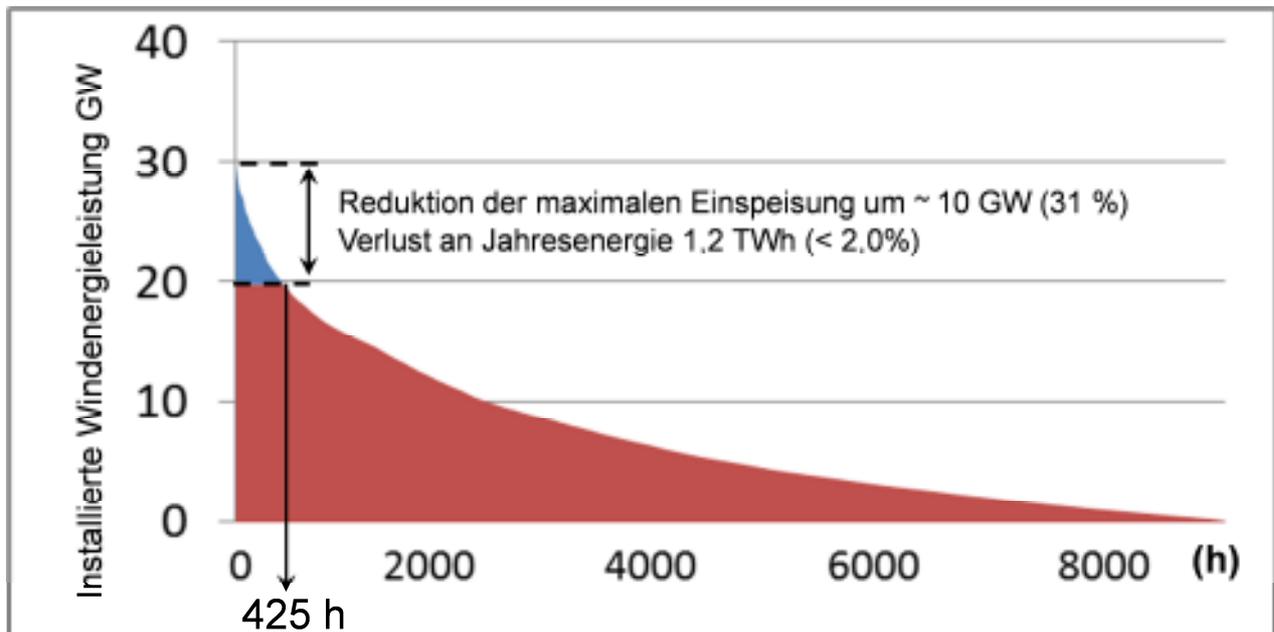


Abbildung 1 Potenzial der Kappung von Einspeisespitzen und Verlust der Jahresarbeit am Beispiel einer Starkwindregion, Dauerlinie der Einspeisungen aus Onshore-Windenergieanlagen; Installierte Leistung: 35,4 GW in 2032 in großflächigen VNB, gemäß NEP Leitszenario B (Nakhaie, 2012)

³ Bundesnetzagentur, persönliche Mitteilung basierend auf Daten aus Bundesnetzagentur (2012): Workshop zum Entwurf des Szenariorahmens 2013 für den Netzentwicklungsplan 2023 - Offene Fragen und Punkte aus den Stellungnahmen – Gegenwärtiges Meinungsbild der BNetzA, Bonn, 8. Oktober 2012, Achim Zerres, Abteilungsleiter Energieregulierung (www.netzausbau.de – Menüpunkt „Mitreden“)

⁴ Berechnungen durch Soroush Nakhaie, basierend auf Ergebnissen einer Forschergruppe des EFZN und der TU Clausthal (2012): Univ.-Prof. Dr.-Ing. Hans Peter Beck EFZN / TUC; Dr.-Ing. Ernst-August Wehrmann, TUC; Dipl.-Ing. Soroush Nakhaie, TUC; Dipl.-Ing. Andreas Becker, EFZN, Dezentralisierung und Netzausbau; und seiner Promotion (laufend)

Würde man demnach im Fall akuter Netzengpässe die Windenergieanlagen auf 70 Prozent der installierten Leistung abregeln, würde damit übers Jahr die Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien nur im niedrigen einstelligen Prozentbereich (ein bis zwei Prozent) reduziert. Die Übertragungsleistung der Stromnetze könnte jedoch unter dieser Prämisse um 30 Prozent niedriger angesetzt werden. Der Netzausbaubedarf würde sich voraussichtlich verringern, wenn auch nicht überall um ebenfalls 30 Prozent. Die DUH regt an, unverzüglich umfassende Untersuchungen zur Ermittlung der Effekte der Kappung von Einspeisespitzen für den notwendigen Netzausbau zu beauftragen.

DUH Forderung: *Die Auswirkungen eines gezielten Erzeugungsmanagements zur Netzentlastung sind in den auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen zu untersuchen. Dabei ist darauf zu achten, dass die netzseitige Betrachtung mit den marktseitigen Auswirkungen der Abregelung von Einspeisespitzen verknüpft wird.*

3.2 Verringerung von Must-Run-Units

Für die Berechnung der Netzkapazitäten ist der Anteil an Must-Run-Units (MRU) bei konventionellen Kraftwerken eine entscheidende Einflussgröße. Je geringer der MRU-Anteil, umso mehr EE-Einspeisung ist bei ansonsten gleichem Netz möglich. Mit MRU sind in diesem Zusammenhang nicht die im Netzentwicklungsplan Strom 2012 als Must-Run definierten regenerativen Erzeuger⁵ gemeint, sondern konventionelle Kraftwerke, die heute zur Sicherstellung der Wärmeversorgung (auch wärmegeführte KWK größer 300 MW⁶) oder zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen (Regelenergie, Blindleistung) am Netz sein müssen und dabei gleichzeitig erheblich mehr Wirkleistung einspeisen als erforderlich⁷. Wegen langer Anfahrtszeiten beanspruchen diese Kraftwerke auch dann Netzkapazität, wenn gar keine Systemdienstleistungsbereitstellung notwendig ist. Die Must-Run-Anteile bei der nationalen Leistungsbereitstellung liegen heute erfahrungsgemäß zwischen 20 GW (Schwachlast, hohe EE-Einspeisung) und 40 GW (Starklast, hohe EE-Einspeisung).⁸ Künftig können die Dienstleistungen der MRU vermehrt auch von regenerativen Erzeugungsanlagen bereitgestellt werden. Darüber hinaus kann der Must-Run-Anteil an der Leistungsbereitstellung zunehmend durch den Einsatz von flexiblen Kraftwerken (BHKWs, Gasturbinen) reduziert werden. Schätzungen gehen davon aus, dass allein über diesen Flexibilisierungspfad ca. 20 Prozent der heutigen Must-Run-Leistung reduziert werden kann⁹.

⁵ Netzentwicklungsplan Strom (2012), 2. überarbeitete Fassung vom 15.8.2012, S. 56

⁶ Netzentwicklungsplan Strom (2012), 1. Entwurf vom 30.5.2012, S. 48.

⁷ Netzentwicklungsplan Strom (2012), 2. überarbeitete Fassung vom 15.8.2012, S. 56/57.

⁸ Wolf, E. (2012): Wasserstoff Energiespeicher-Zukunftsszenarien und Roadmap 2018, Vortrag bei den 5. Niedersächsischen Energietagen, Goslar, 18. Oktober 2012 und FGH (Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V). IAEW der RWTH Aachen in Kooperation mit Consentec, im Auftrag der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2012): Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien

⁹ Persönliche Auskunft, Wolf, E. am 26.10.2012

DUH-Forderung (mittelfristig): Die Angaben zu den gelisteten Kraftwerksblöcken sollten um die technische Mindestleistung und den Lastgradienten ergänzt werden. Der zukünftige Kraftwerkspark zur Deckung von Residuallast und Systemdienstleistungen muss deutlich stärker flexibilisiert werden, um darüber auch den Must-Run-Sockel abbauen zu können. Das Reduktionspotenzial bei MRU dient letztlich auch der Netzentlastung und sollte entsprechend staatlich angereizt werden. Es sollte darüber hinaus bereits heute in die längerfristige Netzplanung (bis 2032) einfließen.

3.3 Regionalisierung des EE-Zubaus (Wind und Solar)

Das der Windstromvergütung im Rahmen des EEG zugrunde liegende Referenzertragsmodell für Windenergie wird seit dem Jahr 2000 unverändert angewandt. Es hat den damals relevanten technischen Parametern wie z.B. der Nabelhöhe Rechnung getragen, den Ausbau an guten Standorten verbilligt und auch im Binnenland den Bau von Anlagen ermöglicht. Inzwischen hat sich die Anlagentechnik grundlegend weiterentwickelt, sodass eine Neubewertung im Sinne der weiteren Nutzung im Binnenland sinnvoll ist. Der weitere Ausbau im Binnenland könnte auf lange Sicht zu einer Reduktion der Übertragungsaufgaben führen. Wegen der langen Investitionszyklen sollte hier rechtzeitig gesteuert werden.

Die Solarenergie wird bislang standortunabhängig vergütet, obwohl in Deutschland die Unterschiede in der Einstrahlungsintensität mehr als 30 % betragen. Auch hier könnte durch standortangepasste Vergütung eine gleichmäßigere Auslastung der Verteilungsnetze in ganz Deutschland erreicht werden.

DUH-Forderung (mittelfristig): Neubewertung des Referenzertragsmodells für Windenergie zur Vermeidung von Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz sowie Überprüfung der standortangepassten Vergütung für Photovoltaik zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs in den Verteilnetzen. Die ÜNB sollten im Rahmen von Alternativen überprüfen, inwieweit ein stärkerer Ausbau der Windenergie im Süden den Übertragungsbedarf reduzieren kann.

3.4 Regionalisierung des Zubaus regelbarer Kraftwerke

Schnell regelbare, verbrauchsnahe Kraftwerke (BHKW und Gasturbinen) können künftig dazu beitragen, den Übertragungsbedarf zu reduzieren, weil sie bei regenerativen Erzeugungsspitzen schnell und flexibel abgeregelt werden können und das Netz nicht zusätzlich belasten.

DUH-Forderung (mittelfristig): Sensitivitätsbetrachtung für den gezielten Einsatz verbrauchsnahe und regelbarer Kraftwerke durchführen.

3.5 Lastmanagement

Das Potenzial zu- bzw. abschaltbarer Lasten (Industrieproduktion, Kühlhäuser, E-KFZ etc.) zur Lastglättung ist unbestritten. Insbesondere die Lastaufnahme kann im Fall überschüssiger Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien die Leitungen entlasten und möglicherweise auch den Netzausbau reduzieren. Allerdings kann nicht die pauschale Verbrauchssteuerung den Netzausbau vermeiden. Entscheidend ist die regionale Verteilung, d.h. die Nähe zwischen Verbrauchseinrichtungen und den regenerativen Erzeugern. Im NEP sind Maßnahmen zur Verbrauchssteuerung bisher nicht berücksichtigt, da nach Auffassung der ÜNB noch keine „einsatzreifen Konzepte“ zur Verfügung stehen¹⁰.

DUH-Forderung (kurzfristig): Für die auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle sollte untersucht werden, ob eine lokale Erhöhung / Einsenkung der Last Netzausbaubedarf reduzieren kann.

3.6 Power-to-Heat

Power-to-Heat bezeichnet die Umwandlung/Speicherung von (aktuell nicht nutzbarem) Strom in Wärmeenergie. Wegen der besonders günstigen und einfachen Installation hat diese Option ein hohes Potenzial, große Leistungen aufzunehmen. Power-to-Heat kann besonders für Norddeutschland eine interessante Option werden, wenn dort in Zeiten hoher Windeinspeisung hoher Wärmebedarf besteht (etwa in der kalten Jahreszeit). Überschüssiger Windstrom kann für Heizzwecke genutzt werden. Beispielsweise auch in Wärmespeichern von stromgeführten KWK-Anlagen, die bei hoher Windeinspeisung keinen Strom liefern sollten. Dafür ist ein leistungsfähiges Verteilungsnetz notwendig, wodurch sich der Übertragungsengpass in Richtung Süden reduzieren ließe.

DUH-Forderung (mittelfristig): Potenziale von Power-to-Heat in windreichen Regionen prüfen.

3.7 HGÜ als neue Technologie-Option

Generell begrüßen wir den Einsatz der innovativen Technologie der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ). Sie verursacht keine elektromagnetischen Wechselfelder, ist im Vergleich zur Drehstromübertragung besser geeignet für eine Teilverkabelung und ermöglicht einen verlustärmeren Ferntransport von Strom. Aus Sicht der DUH ist aber noch nicht plausibel, dass alle vier im NEP 2012 vorgesehenen HGÜ-Leitungen in diesem Umfang und in einem Schritt benötigt werden. Im Prüfgutachten der Bundesnetzagentur wird die „Existenz der vier HGÜ Korridore [...] als gegeben vorausgesetzt“¹¹. Es wird nicht erläutert, warum eine so wichtige Grundannahme nicht durch alternative Berechnungen überprüft wird.

¹⁰ Netzentwicklungsplan Strom (2012), 2. überarbeitete Fassung vom 15.8.2012, S. 23

¹¹ Begleitdokument der Bundesnetzagentur zum NEP, S. 34

Es sollte daher ein Gutachten von dritter Seite hierzu eingeholt werden, bevor die HGÜ-Planung in Form des Bundesbedarfsplans (BBP) Gesetzesrang bekommt, auch um Erfahrungen mit der geplanten VSC-Technik zu sammeln, die in der vorgesehenen Größenordnung noch nicht Stand der Technik ist.

DUH-Forderung (kurzfristig): Nur die HGÜ-Leitungen im Netzentwicklungsplan bestätigen, deren Notwendigkeit zweifelsfrei nachgewiesen wurde.

3.8 Jahresvolllaststunden und Bruttostromerzeugung/ Plausibilität der Ausgangsdaten aus Marktmodell prüfen

Der DUH-Kritik, wonach die im Szenario B 2022 zugrunde gelegten Volllaststunden, insbesondere für Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke sowohl von den Prognosen der Energieszenarien der Bundesregierung aus 2010 und 2011 als auch von den Erfahrungswerten der letzten Jahre massiv abweichen, wurde nicht nachgekommen.

Die ÜNB gestehen zwar ein, dass bei „einigen Braunkohlekraftwerken mit Mindesteinsatzzeiten [seien] die Revisionszeiten nicht berücksichtigt“ wurden. Die daraufhin angepasste Marktmodellierung habe „unter vollständiger Berücksichtigung der Nichtverfügbarkeiten aller Braunkohlekraftwerke“ jedoch zu keinem anderen Ergebnis geführt. Dieses Ergebnis ist nicht nachvollziehbar, da weder offengelegt wird, mit welchen Volllaststunden bei der Braunkohle die Neumodellierung erfolgte, noch wurde die ebenfalls kritisierte zu hoch angesetzte Ausnutzungsdauer für Steinkohleblöcke bei der Neumodellierung berücksichtigt.

Jahr	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Energie-szenario 2020	Energie-szenario 2025	Leitszenario B 2022
Braunkohle	6.880 h	7.030 h	6.710 h	6.610 h	6.600 h	6.850 h	6.692 h	6.264 h	8.000 h
Steinkohle	4.490 h	4.810 h	4.320 h	3.580 h	3.870 h	3.790 h	2.477 h	2.966 h	3.953 h

Tab. 2: Durchschnittliche Jahresvolllaststunden deutscher Braun- und Steinkohlekraftwerke (Quelle: VDEW/BDEW); Auslastungsprognosen in den Energieszenarien 2010 und 2011 für die Bundesregierung (Quelle: EWI/Prognos/GWS).

Die historischen Daten sowie die Annahmen im Energieszenario der Bundesregierung bewegen sich bei der **Braunkohle** im Bereich von 6.600 - 6.800 Jahresvolllaststunden und liegen damit 15 bis 17 % unter der im NEP-Entwurf angesetzten Ausnutzungsdauer von 8.000 Stunden.

Die künftige Auslastung von **Steinkohlekraftwerken** prognostizieren Gutachter der Energieszenarien der Bundesregierung mit 2.500 – 3.000 Jahresvolllaststunden. Daraus wird deutlich, dass die Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber bei der Steinkohle um 25 bis 38 % über denen der Energieszenarien liegen.

Die Verdreifachung der heutigen installierten Erzeugungskapazität aus Erneuerbaren Energien (2011: 65,7 GW¹²; 2022: 206,7 GW) und die damit einhergehende Steigerung der eingespeisten Arbeit (2011: 123,3 TWh¹³; 2022: 290,8 TWh) legen den Schluss nahe, dass die Auslastung insbesondere bei Kohlekraftwerken, die aufgrund begrenzter Flexibilitätseigenschaften die künftige Residuallast – anders als Gaskraftwerke – nur bedingt decken können, deutlich zurückgehen wird, auch unter der Prämisse des bis Ende 2022 vollzogenen Atomausstiegs.

Das Leitszenario B 2022 prognostiziert für Anfang des nächsten Jahrzehnts eine Bruttostromerzeugung von 594 TWh, wovon 291 TWh aus erneuerbaren Energiequellen stammen sollen. Das entspricht einem rechnerischen Anteil der EE am bundesdeutschen Strommix von 49 % und damit einer Verdoppelung des heutigen EE-Anteils am Strommix. Es ist nicht nachvollziehbar, warum die elektrische Arbeit aus Braunkohle (148,4 TWh) in nahezu gleicher Höhe wie heute angenommen wird, obwohl die installierte Braunkohlekraftwerksleistung bis 2022 um 1.700 MW sinken soll und die wegfallenden Atomstrommengen (- 108 TWh) sowie der angenommene Rückgang der Erdgasverstromung (- 37 TWh) durch den Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen (+ 168 TWh) überkompensiert wird.¹⁴

Für das Szenario B 2032 werden für Braunkohlekraftwerke aufgrund des Zurückdrängens durch die vermehrte Einspeisung von EE-Strom nur mehr 4.916 Volllaststunden prognostiziert. Wir gehen davon aus, dass diese Entwicklung sich schon im Jahr 2022 bemerkbar macht. Die Jahresvolllaststunden müssen daher bereits für das Szenario B 2022 entsprechend angepasst werden.

Es ist von einer deutlich geringeren Auslastung bei Braun- und Steinkohleblöcken auszugehen, die eine Reduktion der Netzauslastung erwarten lassen, was wiederum Einfluss auf den identifizierten Netzausbaubedarf haben dürfte.

DUH-Forderung (mittelfristig): *Volllaststunden insbesondere bei Stein- und Braunkohlekraftwerken an den realen Entwicklungen und den Prognosen des Energieszenarios der Bundesregierung ausrichten.*

4. Teilverkabelung und zeitliche Priorisierung der Maßnahmen

4.1 Möglichkeit zur Teilverkabelung ausbauen

Bei der konkreten Trassenplanung spielt die Diskussion um die Übertragungstechnologie und insbesondere die Erdverkabelung vielerorts eine große Rolle. Der Brisanz dieser Diskussion wird die Darstellung zur Technologiefrage im NEP 2012 nicht hinreichend gerecht.

¹² BMU (2012), Erneuerbare Energien in Zahlen, August 2012, S. 21; http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_ee_zahlen_bf.pdf

¹³ BMU, a.a.O., S. 14

¹⁴ Bruttostromerzeugung 2011: 612 TWh; davon stammten aus: Braunkohle 150 TWh, Uran 108 TWh, Steinkohle 112 TWh, Erdgas 85 TWh, Erneuerbare Energien 123 TWh; AG Energiebilanzen, August 2012

Es ist richtig, dass der NEP 2012 nur den Übertragungsbedarf zwischen zwei Punkten darstellt und noch keine Technologie für die jeweiligen Trassen festlegt. Allerdings greifen die Darstellung und die Erläuterung zu den Übertragungstechnologien im NEP 2012 viel zu kurz. Bisher sind Teilerdkabelabschnitte im Höchstspannungsnetz die Ausnahme. Die Kostenberechnungen beziehen sich auf Freileitungen und es ist davon auszugehen, dass der weitaus größte Teil der geplanten Trassen als Freileitung realisiert wird. Eine reine Freileitungslösung wird aber angesichts der sich abzeichnenden Größenordnung des Ausbaubedarfs im Höchstspannungsnetz die Akzeptanzprobleme verschärfen. Im NEP 2012 wird zwar erklärt, dass die Kostenschätzung für den NEP 2012 von der Freileitungsbauweise ausgeht. Zum Einsatz von Erdkabeln heißt es: „Wo eine Verkabelung dann tatsächlich möglich sein wird, muss im Einzelfall geprüft werden. Dies ist eine Frage der Systemstabilität, des Eingriffs in die Umwelt sowie der Kosten und der gesetzlichen Rahmenbedingungen. Letztendlich entscheidet der Gesetzgeber. Die genaue Ausgestaltung ergibt sich dann im jeweiligen Genehmigungsverfahren.“¹⁵ Diese Aussage ist richtig, versäumt es aber, den Bezug zur aktuellen Gesetzeslage herzustellen: Bislang sieht der Bundesgesetzgeber auf der Höchstspannungsebene nur vier Teilkabelpilotprojekte nach Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) vor, die Teil des Startnetzes im NEP 2012 sind, sowie ein HGÜ-Teilkabel-Pilotprojekt nach § 12e Abs. 3 S. 1 EnWG. Das bedeutet, dass der aktuelle Rechtsrahmen kaum Spielraum für den Einsatz der Erdkabeltechnologie bietet. Dieser Zusammenhang hätte im NEP 2012 deutlich dargestellt werden müssen. Eine transparentere Darstellung und Kommunikation zu diesem Punkt halten wir für zwingend geboten.

Zum anderen halten wir den Rechtsrahmen hinsichtlich der Möglichkeit zur Teilverkabelung nicht für ausreichend. Die Möglichkeit der Teilverkabelung muss unter Berücksichtigung von Versorgungssicherheit, Landschaftsbild, Kosten sowie Natur- und Wohnumfeldschutz erweitert werden, besonders bei HGÜ-Leitungen. Diese Diskussion und Festlegung muss sehr zeitnah schon im Rahmen des bevorstehenden Bundesbedarfsplans (BBP) erfolgen¹⁶.

Auch für die Hersteller von Höchstspannungskabelsystemen ist ein deutliches Signal wichtig, da von mehrjährigen Vorlaufphasen bei der Herstellung von Höchstspannungskabelsystemen auszugehen ist.

DUH-Forderung (mittelfristig): Die Realisierungsmöglichkeit für Teilkabelabschnitte bei NEP-2012-Projekten muss transparenter kommuniziert werden. Teilverkabelung ist in klar mit Kilometrangaben definiertem und erweitertem Umfang mindestens für alle im BBP vorgesehenen Gleichstrom-Strecken zu ermöglichen. Bis dies der Gesetzgeber sachgerecht geregelt hat, sollte in die Bestätigung des NEP 2012 ein entsprechender Hinweis aufgenommen werden.

¹⁵ NEP 2012, 2. Version, S. 93

¹⁶ Siehe auch Weyer, H.; Mann, T.; Schneider D. (2011): „Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen“, Band 4, Bericht der Arbeitsgruppe Recht; im Auftrag des BMU, S. 169.

4.2 Priorisierung der Um- und Ausbaumaßnahmen

Die Netzplanung muss noch stärker als bisher als lernender, iterativer Prozess angelegt werden. Dabei muss eine Balance zwischen Planungs- und Investitionssicherheit und Beschleunigung auf der einen und der nötigen Lernbereitschaft und Schaffung von Akzeptanz auf der anderen Seite gefunden werden. Dazu ist es notwendig, dass jeweils nur die zeitlich dringlichsten Leitungen im Bundesbedarfsplan festgeschrieben werden (Priorisierung) mit dem Ziel, dass der Ausbauprozess korrigierbar bleibt. Dies ist auch aus sachlichen Erwägungen erstrebenswert, weil sich grundlegende Veränderungen von Stromtransport-Notwendigkeiten in Zukunft viel schneller ergeben können als in den vergangenen Jahrzehnten – z.B. infolge der Installation eines neuen Markt- oder Systemdesigns.

Daher sollten nur solche Leitungen Gesetzesrang erhalten, deren Bedarf unstrittig und deren Inbetriebnahme zeitnah (vor 2022) unausweichlich ist. Wir erwarten in den nächsten Jahren einen massiven Erkenntnisgewinn, der voraussichtlich nicht ohne Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von Leitungen bis 2022 / 2032 bleibt. Die zeitliche Priorisierung an Hand der von den ÜNB geplanten Inbetriebnahmejahre ist mit offenen Fragen verbunden. Die Dauer der Planungs- und Genehmigungsverfahren ist abgesehen von lokalen Unwägbarkeiten auch von der Art der Maßnahme (Bau in neuer oder bestehender Trasse / Zu- und Umbeseilung) abhängig. Pauschale Annahmen würden hier zu kurz greifen. Außerdem ist auch der Nachweis des Bedarfs von zentraler Bedeutung. Deshalb sollte die zeitliche Priorisierung um nachvollziehbare, objektive Kriterien ergänzt werden, welche die Wichtigkeit und Dringlichkeit der Maßnahme angemessen einordnen. Wir schlagen u.a. folgende Kriterien vor: Stromtransportbedarf, Nachweis, dass die Leitung vorrangig dem Transport von Strom aus Erneuerbaren Energien und / oder der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit dient, Potenzial der Leitung, Redispatch-Kosten zu reduzieren, sowie Umsetzung gesetzlicher Vorgaben (z.B. HTLS-Pilotprojekte). Diese Kriterien sollten in einem Punktesystem bewertet und gewichtet werden.

DUH-Forderung (kurzfristig): Nur die Leitungen im Netzentwicklungsplan 2012 festlegen, deren Bedarf a) unstrittig und deren Inbetriebnahme b) zeitnah (vor 2022) notwendig ist. Dazu sollten neben den geplanten Inbetriebnahmejahren die Art der Maßnahme und ihre Auswirkungen auf die Verfahrensdauer sowie objektive Kriterien zur Bewertung des Bedarfs / der Wichtigkeit der Leitung herangezogen werden.

4.3 Überprüfung des Gesamtkonzeptes

Die Bundesnetzagentur schreibt in ihrem Begleitdokument zum überarbeiteten Netzentwicklungsplan¹⁷, dass sie sich „von der TU Graz auch hinsichtlich des Gesamtkonzeptes des Netzentwicklungsplans wissenschaftlich beraten“ lässt.

DUH-Forderung (kurzfristig): *Wenn Alternativen zum Entwurf des Netzentwicklungsplanes der Übertragungsnetzbetreiber vorliegen, müssen diese veröffentlicht und bei der Bestätigung des Netzentwicklungsplans berücksichtigt werden.*

5. Umweltbericht: Alternativenprüfung und Auswirkungen auf den Menschen

5.1 Fehlende Alternativenprüfung – Rechtliche Würdigung¹⁸

Die Bundesnetzagentur lehnt es in ihrem Entwurf für einen Umweltbericht (Strategische Umweltprüfung, SUP) zum Bundesbedarfsplan ab, Alternativen zu betrachten. Sie resümiert insoweit: „Eine Alternativenbetrachtung im Rahmen der Planung des Ausbaubedarfs des deutschen Übertragungsnetzes wäre zwar grundsätzlich denkbar. Sie wäre aber nicht mit zumutbarem Aufwand im Sinne von § 14f Abs. 2 Satz 2 UVPG zu realisieren.“¹⁹ Die DUH hält diese Rechtsauffassung für nicht tragfähig.

Die BNetzA macht nicht plausibel, weshalb es ihr unzumutbar ist, im Umweltbericht auf die Prüfung vernünftiger Alternativen zu bestehen. Im Ergebnis birgt das Vorgehen der BNetzA erhebliche rechtliche Risiken für das weitere Verfahren. Es wäre wahrscheinlich, dass sich nach Anrufung deutscher Gerichte, auch der Europäische Gerichtshof (EuGH) – etwa in einem Vorabentscheidungsverfahren – mit der Materie befassen müsste. Die Verzögerungen wären erheblich selbst dann, wenn der EuGH die Rechtsauffassung der BNetzA am Ende bestätigen würde.

Nach Überzeugung der DUH kommen entgegen der Auffassung der BNetzA vernünftige Alternativen in Betracht, die möglicherweise zu einem anderen Ergebnis der Bedarfsfeststellung führen würden. Hier ist insbesondere und beispielhaft die Möglichkeit der Zusammenfassung der geplanten vier HGÜ-Korridore zu weniger Korridoren zu nennen.

DUH-Forderung: *Prüfung von Alternativen, besonders über reduzierte Zahl an Einspeisepunkten bei HGÜ-Strecken, auch mit dem Ziel, rechtliche Risiken für das weitere Verfahren zu minimieren.*

¹⁷ Bundesnetzagentur (2012), Begleitdokument zur Konsultation des überarbeiteten Netzentwicklungsplans Strom 2012 der Übertragungsnetzbetreiber durch die Bundesnetzagentur mit dem derzeitigen Stand der Prüfung (Stand 03.09.2012)

¹⁸ Eine ausführliche rechtliche Würdigung der fehlenden Alternativenprüfung finden Sie in gesondertem Dokument im Anhang dieser Stellungnahme.

¹⁹ Vgl. Bundesnetzagentur (2012), Umweltbericht zum Bundesbedarfsplan, Entwurf, Stand 06.09.2012, S. 19

5.2 Wirkungen des geplanten Stromnetzausbaus auf den Menschen

Im Entwurf für einen Umweltbericht (Strategische Umweltprüfung, SUP) zum Bundesbedarfsplan beschreibt die Bundesnetzagentur (BNetzA) in Kapitel 4.2.1 potenzielle Wirkungen der Übertragungstechnologien auf den Menschen und seine Gesundheit²⁰, stellt in Kapitel 5.2.1 die Rechtsgrundlagen für Umweltziele in Bezug auf den Menschen und seine Gesundheit²¹ dar und leitet in Kap. 6.2.1 (S. 90) Kriterien für den Schutz des Menschen ab²². Aufgrund der DUH-Erfahrungen mit regionalen Diskussionen um geplante Höchstspannungsleitungen geben wir Folgendes zur Frage potenzieller Wirkungen auf den Menschen zu bedenken:

Der unbestreitbare Ausbaubedarf der Stromnetze wird zwangsläufig erhebliche Eingriffe in die Natur und das Wohnumfeld vieler potenziell Betroffener unumgänglich machen und darüber hinaus erhebliche Auswirkungen auf das Landschaftsbild und die Naturhaushalte haben. Dies ist bisher nur einem kleinen, besonders gut informierten Kreis von Fachleuten und engagierten Laien bewusst. Angesichts der Konflikte um aktuelle Planungen von Höchstspannungs-Freileitungen ist davon auszugehen, dass auch die Planung und Realisierung von Projekten des künftigen Bundesbedarfsplans nicht konfliktfrei verlaufen werden. Die Ablehnung von Trassenprojekten begründet sich auf durch eine Vielzahl von befürchteten, realen oder vermuteten Beeinträchtigungen, die sich oft nur schwer trennen lassen. Die Konflikte lassen sich entschärfen, wenn es gelingt, die zu ertüchtigenden Leitungen sowie Neubautrassen weiter weg von Wohnansiedlungen zu realisieren, als es der Rechtsrahmen in den meisten Bundesländern derzeit gestattet. Die DUH ist der Auffassung, dass die in Kap. 5.2.1 genannten, gesetzlich verankerten Umweltziele zum Schutz des Menschen und die menschliche Gesundheit nicht ausreichen, um einen konfliktarmen Um- und Ausbau des Übertragungsnetzes zu ermöglichen. Es sind darüber hinaus zusätzliche, über den geltenden Rechtsrahmen hinausgehende Schutzmaßnahmen für das Wohnumfeld zu erarbeiten. Definierte, möglicherweise flexibel zu handhabende Mindestabstände von Höchstspannungsfreileitungen zur Wohnbebauung können in Verbindung mit finanzieller Kompensation ein geeignetes Instrument für die Planung von Neubautrassen sein. Zudem muss die Möglichkeit der Verschwenkung weg von Wohnbebauung bei Neubau in bestehender Trasse erleichtert werden.

DUH-Forderung: Einführung von Maßnahmen zu verbessertem Wohnumfeldschutz von Anwohnern mit dem Ziel, neue Höchstspannungs-Freileitungen in möglichst großem Abstand zur Wohnbebauung zu errichten sowie Neubauten in bestehender Trasse weiter weg von Wohnbebauung verschwenken zu können.

²⁰ Vgl. Bundesnetzagentur (2012), Umweltbericht zum Bundesbedarfsplan, Entwurf, Stand 06.09.2012, S. 42 ff.

²¹ Vgl. Bundesnetzagentur (2012), Umweltbericht zum Bundesbedarfsplan, Entwurf, Stand 06.09.2012, S. 80

²² Vgl. Bundesnetzagentur (2012), Umweltbericht zum Bundesbedarfsplan, Entwurf, Stand 06.09.2012, S. 91

6. Überblick über die DUH-Forderungen zum NEP 2012 und zum Umweltbericht

6.1 Forderungen an die Bundesnetzagentur (kurzfristig im Rahmen der Genehmigung des vorliegenden NEP 2012)

- Nur die **HGÜ Leitungen** im Netzentwicklungsplan bestätigen, deren **Notwendigkeit zweifelsfrei nachgewiesen** wurde.
- Nur die Leitungen im Netzentwicklungsplan 2012 festlegen, deren Bedarf a) unstrittig und deren Inbetriebnahme b) zeitnah (vor 2022) notwendig ist. Dazu sollten neben den geplanten Inbetriebnahmejahren, die Art der Maßnahme und ihre Auswirkungen auf die Verfahrensdauer sowie **objektive Kriterien zur Bewertung des Bedarfs / der Wichtigkeit der Leitung** herangezogen werden.
- Wenn **Alternativen** zum Entwurf des Netzentwicklungsplanes der Übertragungsnetzbetreiber vorliegen, müssen diese veröffentlicht und bei der Bestätigung des Netzentwicklungsplans **berücksichtigt werden**.
- Prüfaufträge zur Untersuchung folgender Sensitivitäten in die Bestätigung des NEP aufnehmen:
 - Die Auswirkungen eines **gezielten Erzeugungsmanagements** zur Netzentlastung in den auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen untersuchen. Dabei ist darauf zu achten, dass die netzseitige Betrachtung mit den marktseitigen Auswirkungen der Abregelung von Einspeisespitzen verknüpft wird.
 - Für die auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle sollte untersucht werden, ob eine **lokale Erhöhung / Einsenkung der Last** Netzausbaubedarf reduzieren kann

6.2 Forderungen an Übertragungsnetzbetreiber und Politik (mittelfristig)

- Die **Realisierungsmöglichkeit für Teilkabelabschnitte** bei NEP 2012-Projekten muss transparenter kommuniziert werden. Teilverkabelung ist in klar mit Kilometerangaben definiertem und erweitertem Umfang mindestens für alle im Bundesbedarfsplan vorgesehenen Gleichstrom-Strecken zu ermöglichen. Bis dies der Gesetzgeber sachgerecht geregelt hat, sollte in die Bestätigung des NEP 2012 ein entsprechender Hinweis formuliert werden.
- **Prüfaufträge zur Untersuchung folgender Sensitivitäten/ Alternativen:**
 - Die Angaben zu den gelisteten Kraftwerksblöcken sollten um die technische Mindestleistung und den Lastgradienten ergänzt werden. Der zukünftige Kraftwerkspark zur Deckung von Residuallast und Systemdienstleistungen muss deutlich stärker flexibilisiert werden, um darüber auch den **Must-Run-Sockel abbauen** zu können. Das Reduktionspotenzial bei MRU dient letztlich auch der Netzentlastung und sollte

entsprechend staatlich angereizt werden. Es sollte darüber hinaus bereits heute in die längerfristige Netzplanung (bis 2032) einfließen.

- **Neubewertung des Referenzertragsmodells** für Windenergie zur Vermeidung von Netzausbaubedarf im Übertagungsnetz sowie Überprüfung der standortangepassten Vergütung für Photovoltaik zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs in den Verteilnetzen. Die ÜNB sollten im Rahmen von Alternativen überprüfen, inwieweit ein stärkerer Ausbau der Windenergie im Süden den Übertragungsbedarf reduzieren kann.
- **Potenziale von Power-to-Heat** in windreichen Regionen prüfen
- Sensitivitätsbetrachtung für den gezielten Einsatz **verbrauchsnaher** und **regelbarer** Kraftwerke durchführen
- **Volllaststunden insbesondere bei Stein- und Braunkohlekraftwerken an den realen Entwicklungen** und den Prognosen des Energieszenarios der Bundesregierung ausrichten

6.3 Forderungen zum Umweltbericht

- **Prüfung von Alternativen**, insbesondere über reduzierte Zahl an Einspeisepunkten bei HGÜ-Strecken, auch mit dem Ziel rechtliche Risiken für das weitere Verfahren zu minimieren.
- Einführung von Maßnahmen **zu verbessertem Wohnumfeldschutz** von Anwohnern mit dem Ziel, neue Höchstspannungs-Freileitungen in möglichst großem Abstand zur Wohnbebauung zu errichten sowie Neubauten in bestehender Trasse weiter weg von Wohnbebauung verschwenken zu können

7. Anhang zu Kapitel 5

Fehlende Alternativenprüfung – Rechtliche Würdigung (im gesonderten Dokument)

Für Rückfragen:

Dr. Peter Ahmels, *Leiter Erneuerbare Energien der Deutschen Umwelthilfe e.V.*, Hackescher Markt 4, 10178 Berlin, *Tel.: 030-2400867-91, E-Mail: ahmels@duh.de*,

Dr. Gerd Rosenkranz, *Leiter Politik und Presse der Deutschen Umwelthilfe e.V.*, Hackescher Markt 4, 10178 Berlin, *Tel.: 030-2400867-0; E-Mail: rosenkranz@duh.de*,

Anne Palenberg, *Projektmanagerin Netzintegration der Deutschen Umwelthilfe e.V.*, *Tel.: 030-2400867-961, E-Mail: palenberg@duh.de*,

Dr. Cornelia Nicklas, *Leiterin Recht der Deutschen Umwelthilfe e.V.*, *Tel.: 030-2400867-0, E-Mail: nicklas@duh.de*,