

Stellungnahme des BUND zum 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2030 (2019)

Berlin, 4.3.2019

Der BUND hat sich seit vielen Jahren an der Diskussion zum Netzausbau beteiligt. Wir haben zahlreiche Stellungnahmen zu Szenariorahmen, Netzentwicklungsplänen, Umweltberichten und weiteren Dokumenten sowohl schriftlich als auch im Rahmen von Veranstaltungen und Dialogverfahren bundesweit erstellt. Wir haben vielfach Vorschläge eingereicht, die aufzeigen, wie mit alternativen Vorgehensweisen und gesetzlichen Regeln der Netzausbau deutlich geringer ausfallen kann, um hiermit Auswirkungen auf Natur, Umwelt und Menschen zu minimieren.¹

Wir stellen nunmehr fest, dass unsere Vorschläge nur in sehr geringem Maße aufgegriffen und in die Planung übernommen wurden, wie z.B. zu den Themen Hochtemperatur-Beseilung und Abregelung von Spitzeneinspeisungen. Vorschläge, die auf eine eher dezentrale Umsetzung der Energiewende und regionale Strommärkte abzielen wurden hingegen nicht übernommen und sogar gegenüber einer EU-Beschwerde des BUND hinsichtlich mangelnder Umsetzung der SUP-Richtlinie, explizit abgelehnt.

Zugleich zeigt sich, dass die reale Umsetzung der bisher im Bundesbedarfsplan sowie nach EnLAG beschlossenen Leitungsausbauvorhaben nur schleppend voran geht. Dies liegt am wenigsten an Protesten betroffener Bürger, sondern dass der Planungsprozess auf Seiten der Übertragungsnetzbetreiber, der Bundesnetzagentur sowie weiterer Behörden sehr langwierig ist. Es gibt keinen Einspruch oder Gerichtsverfahren, der den Ausbau verzögert hätten. Dies liegt auch daran, dass es u. a. nach dem Umweltrechtsbehelfsgesetz auch gar keine Möglichkeit gibt, Einsprüche gegen den Netzentwicklungsplan oder die Bundesfachplanung gerichtlich vorzutragen und klären zu lassen.

Eine Verzögerung hat sich sicherlich ergeben, als durch die Politik und den Bundestag beschlossen wurde, die HGÜ-Leitungen sämtlich als Erdkabel zu verlegen. Hiermit war die Hoffnung verbunden, dass Proteste wegen den elektromagnetischen Feldern und der Landschaftswirkung durch Freileitungen zu vermeiden. Allerdings wurde nicht bedacht, dass Erdkabel, v. a. wenn deren Bau mit 30-50 m breiten, 2 m tiefen Schneisen über 600 km Länge verbunden ist, auch zu erheblichen Umsetzungsproblemen führen, die mit diesem großflächigen Eingriff in Boden, Grundwasser, Landwirtschaft und Wäldern verbunden ist. Als im Februar 2019 TenneT eine Vorzugstrasse für das Vorhaben SüdLINK vorgelegt hat, erhoben sich sofort vielfache und erhebliche Einwände durch politische Parteien, Landräte, Bürgerinitiativen. Auch

¹ <https://www.bund.net/energiewende/erneuerbare-energien/stromnetze/>

der BUND hat darauf hingewiesen, dass es nun offensichtlich ist, dass die Netzentwicklung auf diese Weise nicht mehr vorankommt.

Die Alternative „dezentraler verbrauchsnahe Energiewende“ wird nicht verfolgt

Wenn es in absehbarer Zeit zu Planfeststellungsverfahren kommt, ist mit einer Welle von Klageverfahren zu rechnen. Dies liegt jedoch nicht alleine darin begründet, dass es sicherlich viele Menschen und Gremien gibt, die schlicht denn Leitungsausbau nicht in ihrem Ort haben wollen. Es liegt vor allem daran, dass diese Netzentwicklungsplanung als „alternativlos“ darstellt wird. Auf der anderen Seite nämlich haben sich in den vergangenen Jahren mehrere Konzepte und Studien entwickelt, die aufzeigen, dass das Ziel, der Energiewende in Deutschland, eine weitgehende (> 95%) Deckung des Energie- und damit des Strombedarfs, auch mit einem deutlich geringeren Netzausbau erreichbar ist. Hierzu zählen Konzepte, wie der „zellulare Ansatz“ des VDE, der wiederum erweitert untersucht wurde durch die Friedrichs-Albert-Universität (FAU) Erlangen gemeinsam der PROGNOSE AG sowie dem Energiecampus Erlangen. Wesentlicher Ansatz ist festzustellen, dass ein dezentral verteilter Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung (v. a. aus Wind- und Sonnenenergie), verbunden mit einem Ausbau flexibel steuerbarer KWK-Anlagen mit Wärmespeichern, organisiert durch regionale Strommärkte auf der Ebene der Stromverteilnetze dazu führt, dass der überregionale Stromnetzausbau deutlich geringer ausfallen kann und muss. Dieses Konzept ist zudem damit verbunden, dass die Akteure dieser dezentral organisierten Energiewende auch dezentral verankert sind, Bürgergesellschaften, Kommunen, Stadtwerke. Die Verteilnetzbetreiber erhalten hierbei eine neue Funktion der Organisation dieser dezentralen Erzeugung und des Lastmanagements.

Aktuelle Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen befördern Netzausbaubedarf

Der nunmehr vorgelegte NEP 2030 (2019) weist gegenüber bisherigen Plänen unter anderem eine deutliche Ausweitung der Offshore-Windstromerzeugung aus und in Folge eine erhebliche Ausweitung der Offshore-Anbindungen an Land sowie wiederum in Folge dessen eine erhebliche Ausweitung der HGÜ-Nord-Süd-Verbindungen. Dies hat zur Folge, dass die Netzverstärkungen sich auf 6500–7500 km, der Leitungsneubau auf ca. 5000 km und die Gesamtkosten des Netzausbaus sich auf 52–58 Mrd. € belaufen sollen, davon ca. 26,5–31,5 Mrd. allein für neue DC (HGÜ)-Leitungen.

Offshore-Windenergie

Der NEP 2030 setzt basierend auf dem Szenariorahmen 2030 auf einen sehr starken Ausbau der Offshore-Winderzeugung (v. a. in der Nordsee) auf insgesamt 17–23 GW mit einer Stromerzeugung von 70–110 TWh (B 2030/ B2035). Hauptargument von Politik und ÜNB ist, dass diese Stromerzeugung Offshore deutlich preisgünstiger sei als an Land. Dies würde den verstärkten Ausbau der Offshore-Windenergie wesentlich legitimieren. Dieser Strom müsste dann allerdings mit mehreren HGÜ Leitungen in 4 Korridoren in den „Süden“ (Raum Mannheim, Stuttgart, Würzburg, München) transportiert werden. Hier lohnt ein Vergleich der Gesamtkosten:

Bei Investitionskosten von 2500 - 3000 €/kW für Offshore-Windenergieanlagen, eine Annuität der Finanzierungskosten inkl. Wartungskosten von 10% und jährlichen 5000 Vollaststunden

ergeben sich Erzeugungskosten von 5,0–6,0 ct/kWh. ⁽²⁾

Bei Onshore-Windenergieanlagen liegen mit 1500 €/kW und 2500 h/Jahr die Erzeugungskosten bei ca. 6,0 ct/kWh. In den letzten Ausschreibungen der BNetzA für Onshore-Windenergie lagen die Gebote bei durchschnittlich 6,3 ct/kWh. Es besteht jedenfalls kein besonderer Kostenvorteil der Offshore-Windenergie hinsichtlich der spezifischen Stromerzeugungskosten, die deren Privilegierung begründen könnte.

Der Unterschied liegt aber darin, dass mittels des NEP eine Planung für HGÜ-Leitungen erforderlich ist, um v. a. Strom aus dem Norden in den Süden zu leiten (während bei Onshore-Wind der Strom deutlich verbrauchsnahe erzeugt wird).

Die Transportkosten von HGÜ-Leitungen liegen dabei bei 2 GW Kapazität / 12 Mrd. € Investitionskosten/ 6000 h/Jahr Volllaststunden/ Eigenkapitalrendite 9 %, Annuität mit Wartung 12% bei ca. 12 ct/kWh. Hinzu kommen ca. Kosten von 18 – 27 Mrd. € für die Anbindung der Offshore-Windparks. Bei resp. 74– 100 TWh Stromableitung liegen diese Transportkosten bei ca. 3 ct/kWh. Die gesamten Transportkosten von Offshore-Windstrom über die Landanbindungen und daran folgende HGÜ-Leitungen an Land liegen daher bei ca. 15 ct/kWh.

Zusammen mit den Erzeugungskosten von 5–6 ct/kWh ergeben sich Vollkosten für den Offshore-Windstrom am Ort der Übergabe in ein Verteilnetz von 20–21 ct/kWh. Daher ist es nicht angemessen, im NEP sowie in der Öffentlichkeit davon zu sprechen, es gäbe hier „preiswerten Strom aus dem Norden“ ohne diesem seine Transportkosten zuzurechnen.

Regionale Windenergieanlagen haben hingegen nur geringe Kosten im Übertragungsnetz. Ihr Strom wird zum großen Teil in den regionalen Verteilnetzen verbraucht. Die Kosten der Verteilnetze sind in beiden Fällen gleich. Die Kosten für den Stromtransport im Übertragungsnetz für Offshore-Windstrom werden jedoch nicht von den Betreibern dieser Anlagen getragen, sie werden auf die gesamten Netzkosten umgelegt. Offshorewindstrom kann daher für ca. 5–6 ct/kWh am Ende der HGÜ Leitungen angeboten werden, und könnte somit gegen lokale Stromangebote aus Windenergie, PV, kommunaler KWK konkurrieren. Er müsste aber eigentlich zum Preis von 20–21 ct/kWh angeboten werden, wenn eine verursachungsgerechte Kostenzuordnung erfolgen würde. Dieser vermeintliche Kostenvorteil für Offshorestrom ist aber von allen Stromkunden zu tragen, auch die die nicht auf diese Versorgung, sondern auf regionale Versorgung setzen.

Dies bedeutet, dass eine Option der Energiewende im Strombereich faktisch durch Freistellung von besonders hohen Übertragungsnetzentgelten und Umlage dieser Kosten auf andere bevorzugt wird – alle anderen Optionen einer sicheren Versorgung mit erneuerbaren Energien werden somit belastet und im Vergleich ungerechtfertigt diskriminiert.

Auch aus Umweltsicht erfolgt hier faktisch eine Bevorzugung der Offshore-Windenergie zu Lasten der Umwelt und des Naturschutzes. Der Ausbau der Offshorewindenergie ist mit erheblichen Eingriffen in die Fauna und Flora in den Meeren verbunden (Vögel, Schweinswale, Veränderungen in den Biotopen), die Verlegung einer zunehmend geplanten Zahl von Küstenanbindungen betrifft das Wattenmeer. Der Netzbetreiber TenneT träumt (Informationsbrief Februar 2019) schon von neuen „Inseln“, die in der Nordsee aufgeschüttet werden, in denen die Leitungen zusammengeführt werden, Konvertoren aufgestellt werden.

Der Ausbau der Offshore-Windenergie ist aber ohne die Fortführung des Stroms mittels insgesamt 8 HGÜ Leitungen in den Süden nicht denkbar und umfasst damit auch die

² <http://offshore-das-fundament.de/kosten-und-strompreise/was-kostet-eine-offshore-windenergieanlage.html>

Umweltingriffe der mit dem Offshore-Ausbau korrespondierender HGÜ-Leitungen. Die Option Offshore-Windenergie muss daher integriert in Kosten und Auswirkungen mit der Landanbindung und den HGÜ-Leitungen betrachtet werden.

Demgegenüber ist der Bau regionaler Windenergie vergleichbar mit geringeren Eingriffen in die Natur verbunden, Probleme der Tötung von Vögeln und Fledermäusen können mittlerweile durch Abschaltungen auf das gesetzlich erforderliche unerhebliche Ausmaß gesenkt werden.

Der BUND hat sich daher für einen Ausbau der Windenergie an Land auf bis zu 160 GW ausgesprochen und für eine Begrenzung des Offshore-Windenergieausbaus auf 10 GW (also deutlich weniger als der NEP 2030 17-23 GW vorsieht bzw. andere Visionen, die von bis zu 40 GW ausgehen)

Bevorzugung von Stromtransport durch HGÜ-Leitungen

Die Übertragungsnetzbetreiber erhalten eine gesetzliche (Anreizregulierungsverordnung) Eigenkapitalrendite von derzeit 9,05% auf deren Investitionen. Allen anderen Betreibern von Onshore-Windenergie, KWK-Anlagen jeglicher Größe, Stromspeichern verschiedenster Art, PV-Anlagen, der Power-to-Gas-Technik, die in ihrem Zusammenspiel ebenfalls eine Bereitstellung der gleichen Strommenge (sowie auch Wärme aus KWK) wie im NEP angesetzt bieten können, erhalten nicht die gleichen Vorteile der Offshore-Windenergie. Dies bedeutet, dass hierdurch eine Bevorzugung der Errichtung und des Betriebs von HGÜ-Leitungen gegenüber anderen Technologien am Markt erfolgt.

Diese Bevorteilung liegt im Doppelten darin, dass die Übertragungsnetzbetreiber für ihr Monopol eine besonders hohe Eigenkapitalrendite erhalten und die hierdurch bei den HGÜ-Leitungen erhöhten Transportkosten nicht auf die Stromlieferung gezielt umgelegt werden, die den Bau dieser Leitungen erfordern. Hinzu kommt, dass aufgrund der Ausfallmöglichkeiten der HGÜ-Leitungen, sowohl von Kabelverbindungen als auch in den Konvertern, jeweils das (parallele) HDÜ-Netz soweit ausgebaut wird, dass es diese Ausfälle auffangen kann. Die HGÜ-Leitungen weisen daher eine besondere Privilegierung gegenüber anderen Stromübertragungen auf, da die ÜNB als Investoren eine besonders hohe Eigenkapitalrendite erhalten und zudem ein Ausfall ihrer Leitungen durch zusätzlichen Netzausbau im HDÜ-Netz übernommen wird und diese Kosten auch dem HGÜ-Transport nicht zugerechnet werden.

KWK

Unter Druck ist der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung in allen Leistungsgrößen. Die KWK ist dringend erforderlich als Element der sog. Sektorkopplung die Energiewende Strom mit dem Wärmebereich zu verbinden. Als flexibles Element mit Wärmespeichern kann KWK den Ausgleich fluktuierender Wind- und PV-Stroms sichern und vermeidet hierdurch den Bau von zusätzlichen Versorgungsleitungen. KWK wurde durch eine Entscheidung der EU-Kommission soweit behindert, dass deren Ausbau im Jahr 2018 fast zum Erliegen kam. Obwohl essentiell und komplementär für den Ausbau von Wind- und PV-Stromerzeugung erforderlich, wird selbst erzeugter KWK-Strom mit der EEG-Umlage belegt. Im Mieterstromgesetz wurde KWK praktisch „vergessen“.

Photovoltaik:

Ebenso erfolgt eine EEG-Umlage auf PV-Anlagen der Eigenstromversorgung über 10 kW, faktisch schon begrenzt auf 7 kW (gemäß Clearingstelle EEG). Dabei wäre es sinnvoll gerade den Ausbau der PV auf Dächern und Bauwerken in den Städten voranzutreiben, da verbunden mit Stromspeichern eine Glättung der Einspeisung und Entlastung sowohl der Verteil- als Transportnetze möglich wäre. Der Ausbaudeckel für die PV wurde zudem nicht gestrichen. Wenn

sich durch günstigere Angebotspreise gerade wieder ein deutlicher Zuwachs des Baus von PV Anlagen ergeben hat, erfolgt sofort eine Minderung der Vergütung.

Flexibilitäten:

Schließlich gibt es weiterhin erhebliche Probleme, wenn im Verbund von Windenergie, Photovoltaik, flexiblen Biomasseanlagen sowie noch fossiler KWK ein Verbund von regionalen Stromangeboten organisiert werden soll. Ebenso schwierig ist es, Stromüberschüsse im regionalen Bereich auf kurzem Wege verkauft werden sollen, was auch den Ausbau von Netzen entlasten würde. Dies betrifft regulatorische Regelungen und vor allem, dass Stromübertragungen auf kurzem Wege letztlich die Kosten aller anderen Stromtransaktionen mit längeren Wegen mittragen müssen. Auf kommunaler Ebene wirkt zudem das Konzessionsrecht negativ, da es nur Stromübertragungen (KWK, PV) ohne Querung von Straßen von der Konzessionsabgabe freistellt und Mieterstromprojekte sich auf Areale innerhalb von Straßenumrandungen beschränkt.

All dies zeigt, wie sehr andere eher dezentrale und regionale Stromerzeugungs- und versorgungsoptionen belastet, behindert oder sogar verhindert werden. Das Konzept der „Kupferplatte Deutschland“ verbunden mit dem Konzept der entfernungsunabhängigen „Briefmarke“ für Netzentgelte (je nach Spannungsebene) hat seit jeher schon die Stromübertragung ausgehend von Großanlagen begünstigt. Das Prinzip, dass EE-Anlagen keine Netzeinspeiseentgelte entrichten müssen, war und ist wesentliches Element für den bisherigen Ausbau der Onshorewind- und PV-Stromerzeugung. Nun wirkt es aber begünstigend vor allem für den Ausbau der Offshore-Windenergie, die aufgrund ihrer räumlichen Konzentration wie ein Großprojekt wirkt, dem durch die Politik wiederum Vorteile gegenüber kleineren, dezentralen Anlagen mit regionalen Konzepten eingeräumt werden. Es ist daher erforderlich, eine klarere Kostenzuordnung zu tätigen und für gleiche Ausgangsbedingungen auch für andere wichtige Optionen der Energiewende im Strombereich zu sorgen. Dies betrifft insbesondere die Gestaltung der Netzentgelte hinsichtlich der Zeit- und Entfernungsabhängigkeit (vgl.³)

NEP 2030 (2019): Zu hoher Transportbedarf und fehlende Alternativen

2030 und 2035 immer noch zu viel Kohle im NEP

Auch wenn der Netzentwicklungsplan nach Angaben der ÜNB bereits weitgehend den Ergebnissen der Kohle-Kommission entsprechen soll, ist nach Auffassung des BUND sowohl in 2030 als auch in 2035 immer noch zu viel Kohlestrom die Basis für den berechneten Netzausbaubedarf.

Die wesentliche Änderung des NEP 2030 (2019) gegenüber dem NEP 2030 (2017) ist die Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien auf über 65 % bis 2030 entsprechend den Plänen der Bundesregierung. Das Ergebnis im neuen NEP ist aber kein Rückgang der Auslastung der 2030 noch am Netz befindlichen Kohlekraftwerke, sondern eine deutliche Zunahme des Stromexports. Im Szenario B 2030 liegt die Auslastung der Braunkohlekraftwerke bei 6247 h und der Steinkohlekraftwerke bei 5811 h. Beide Werte liegen über der aktuellen Auslastung und sind im Szenario C 2030 sogar noch höher. Dieses Ergebnis ist nur möglich, wenn bis 2030 die Stromleitungen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien und den Weiterbetrieb der Kohlekraftwerke ausgebaut werden.

³ https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/Agora_Abgaben_Umlagen_WEB.pdf

Diese Auslastung geht im Szenario B 2035 zurück. Allerdings ist im Szenario C 2035 die Leistung der Kohlekraftwerke mit 17,1 GW viel zu hoch. Selbst wenn der Kohleausstieg erst 2038 und nicht bereits 2035 vollzogen sein sollte, werden 2035 deutlich weniger Kohlekraftwerke am Netz sein.

Der BUND begrüßt ausdrücklich die Ankündigung der Netzbetreiber in der 2. Version des NEP eine Variante C 2035 ohne Kohlekraftwerke zu rechnen.

Angenommene Jahreshöchstlast ist zu hoch

Wir halten das Vorgehen der ÜNB bei der Ermittlung der Jahreshöchstlast für schwer nachvollziehbar. Da die Jahreshöchstlast neben der maximalen Produktion und den Stromtransiten die wichtigste Größe für die Ermittlung des Netzausbaubedarfes ist, verwundert es dass ihr lediglich sehr kurze Ausführungen im NEP gewidmet werden. Der große Unterschied zu den Zahlen des Szenariorahmens 2030 (2017) ist bisher weder im Szenariorahmen 2030 (2019) noch im NEP durch die Ausführungen gedeckt.

Der BUND geht von deutlich niedrigen Werten für die Jahreshöchstlast 2030/ 2035 aus. Da nahezu alle neuen Geschäftsmodelle im Energiehandel auf Flexibilität gründen, ist zu erwarten dass dem Markt in 2030 ein großes Flexibilitätspotential zur Verfügung steht. Da andererseits die Reduzierung der Jahreshöchstlast erhebliche volkswirtschaftliche Kosten vermeidet, muss davon ausgegangen werden dass der Regulierer Mittel und Wege findet das Flexibilitätspotential zu heben und die Jahreshöchstlast zu senken.

Wir gehen davon aus, dass PtX Anwendungen zu diesem Zeitpunkt komplett abgeschaltet sind.

Die E-Mobilität kann bis 2030 in der Lage sein, die Ladeleistung zu 70% zu verschieben.

Batterien sollten bis 2030 regulatorisch und Betriebstechnisch in der Lage sein, 70% der installierten Leistung zur Lastreduktion (Eigenverbrauch / Ausspeisung) beizutragen.

Auch Wärmepumpen könnten zu 50% mit Speichern ausgestattet sind und eine Lastverschiebung von 6 Stunden durchführen.

Hohe Stromtransite

Ein ganz wesentlicher Treiber für den ermittelten Netzausbaubedarf ist der europäische Stromhandel und der Stromtransit. Diese liegen nach den Marktmodellierungen für den NEP bei bis zu 56 TWh (Transite) und 195 TWh (Exporte/Importe). Das ist mehr als die gesamte Strom-Produktion von Windkraft Onshore und Offshore in 2030. Ein europäischer Stromaustausch ist grundsätzlich sinnvoll. Aber die Zahlen im NEP scheinen weit über den Erfordernissen der Energiewende zu liegen.

KWK

Es wird begrüßt, dass die ÜNB versucht haben, entsprechend unserer Kritik, den Betrieb der Kraftwerke mit KWK-Anteilen nach in KWK-erzeugten Strom und nicht KWK-Strom aus solchen Anlagen aufzuteilen. Die Berechnungen verfehlen jedoch das KWK-Ausbauziel von 120 TWh (2025) um ca.12 TWh, um Szenario C 2030 fehlen jegliche genauere Angaben. Dies zeigt wie wichtig der Ausbau der KWK und deren Modellierung im NEP ist, wobei KWK nicht mehr nur eine randständige Größe sein darf, sondern ein wesentliches Element mit einem flexiblen netzdienlichen Betrieb.

Regionale Strommärkte und Gastransport werden als Alternativen nicht untersucht

Betrachtet man daher allein die Ausbaukosten der HGÜ-(DC)-Projekte von ca. 30 Mrd. €, muss dies in Relation dazu gestellt werden, welche Kosten ein Ausbau einer regionalen Stromerzeugung zum Ausgleich fluktuierenden Wind- und PV-Stroms verbunden mit KWK-

Anlagen mit Wärmespeichern erfordern würde.

Zudem wäre im Rahmen des NEP einzubeziehen, wie hoch Aufwand und Kosten eines Ausbaus einer Transportstruktur der Power-to-Gas-Technik, sei es mit Methan, mit Wasserstoff-Beimischung oder Wasserstofftransport mittels LOHC-Verfahren (flüssiger Transport angelagert an ein Transportöl) wären.

Der NEP beschränkt sich immer noch weitgehend auf den Stromsektor und vernachlässigt den Energietransport mittels der Wandlung von Stromenergie in gasförmige Energieträger. Der Transport von 10 GW „als Gas“ erfordert eben keinen immensen Umwelteingriff mit fünf bis sechs 40 m breiten HGÜ-Leitungsschneisen, sondern könnte weitgehend im bestehenden (!) Erdgasnetz umgesetzt werden. Ebenso könnten in diesem Falle die bestehenden (!) Erdgasspeicher genutzt werden – die HGÜ-Leitungen weisen hingegen keine Speicher-fähigkeit auf.

Sicherlich weist ein Energietransport mittels der PtG-Technik auch noch Kosten für das Endprodukt Methan von ca. 20 ct/kWh auf mit einer Erwartung einer Senkung in Richtung 10 ct/kWh (inkl. Stromerzeugung Offshore) ⁽⁴⁾ – dies zeigt aber, dass die Kosten des Endprodukts der Energielieferung etwa in gleicher Größenordnung liegt wie Offshore-Windenergie plus HGÜ-Leitungsübertragung. ⁽⁵⁾ Sicherlich wird am Endpunkt des EE-Gastransports eine geringere Strommenge als bei der Einspeisung dargeboten (ca. 30-35%), allerdings ist dies in dieser Preiskalkulation schon enthalten und es besteht die Möglichkeit bei der Gaserzeugung (Elektrolyse) sowie bei der Rückverstromung in KWK auch Wärme zu nutzen, für die eine ökonomische Gutschrift erfolgen kann.

Es wäre sicher nicht richtig, hieraus einen absoluten Gegensatz abzuleiten. Das Energiesystem kann aber nicht, wie es im NEP 2030 erfolgt, mit alleiniger Konzentrierung auf das Stromsystem in Richtung Energiewende entwickelt werden. Die Energiewende und der Energietransport insgesamt – nicht nur Nord-Süd – müssen bildlich gesprochen auf beiden oder mehreren Beinen stehen, da Versorgungssicherheit, Speicherbarkeit und Kosten-minimierung nur im Zusammenspiel organisiert werden können. Nur auf Grundlage solcher Vergleiche ist dann auch eine wirkliche Strategische Umweltprüfung möglich, die verschiedene Optionen hinsichtlich der Umweltauswirkungen vergleicht.

Daher muss der NEP Strom mit dem NEP Gas hinsichtlich der künftig wesentlich und rasch auszubauenden Power-to-Gas Technik verkoppelt werden ⁽⁶⁾. Dies kann nicht allein den ÜNB Strom überlassen werden, für die wie im NEP ausgedrückt, Techniken von Power-to-heat und Power-to-Gas nur Optionen des flexiblen Abfahrens und Verlagern von „Überschussstrom“ darstellen und kein wesentliches Element der Stromnetzplanung im Sinne einer parallelen Energieübertragung ist (im NEP ergeben sich nur 6-8 TWh Erzeugung von PtG, Pt-H₂). Die Option einer Entlastung des Stromnetzes durch Erzeugung und Transport von EE-Gas kommt schon gar nicht in das Blickfeld, da es alleiniger Zweck und Aufgabe der ÜNB ist (gesetzlich und als Unternehmen) den Stromtransport zu organisieren. Der NEP blendet daher systematisch weitere wesentliche Dimensionen des Energietransports aus.

⁴ Quelle AGORA Energiewende/ Verkehrswende „Zukunft strombasierter Brennstoffe“, 8.5.2018

⁵ https://www.ffe.de/attachments/article/527/Kurzgutachten_Kostenvergleich%20Stromtransport.pdf (wobei die FFE in dieser Studie die Kosten der HGÜ-Leitungen durch einen hohen Freileitungsanteil gegenüber der NEP-Planung zu gering ansetzt)

⁶ Die Forderung nach einer gemeinsamen Planung von Strom- und Gastransport wurde auch in der Tagung Acatech/BDI/ESYS im Februar 2019 besonders betont.

Die Verteilnetzebene wird weiterhin beim NEP ausgeblendet

Auch hinsichtlich des Verteilnetzes, dass zunehmend auch ein Netz zur Aufnahme von EE-Stromerzeugung darstellt, wird dessen Organisation und Optimierung (besser als Regionalnetz zu bezeichnen) trotz mehrerer Studien (z.B. für Rheinland-Pfalz, Hessen) zu dessen Bedeutung weiterhin ausgeblendet. Der Gesetzgeber hat nur die ÜNB im Blickwinkel, Verteilnetzbetreiber bleiben außen vor und werden den Interessen der ÜNB untergeordnet.

Forderungen des BUND

Der BUND fordert daher eine grundlegende Überarbeitung des NEP und eine grundlegende Änderung der gesamten Systematik der Energieübertragungsplanung.

1. Konzentration des Ausbaus der Windenergie auf Onshore-Windenergie mit dem Ziel einer Kapazität von 160 GW (400 TWh/Jahr) auf durchschnittlich 2 % der Fläche (Planungsfläche). Verteilung der Onshore-Windstromerzeugung auf die Bundesländer im Rahmen von 1,5–2,5% der jeweiligen Landesfläche. Begrenzung des Ausbaus der Offshore-Windenergie aus Gründen des Naturschutzes und zur Minderung des Baus von HGÜ-Leitungen auf 10 GW (ca. 40 TWh/Jahr).
2. Reduktion der Vollaststunden für Kohlekraftwerke im NEP.
3. Reduktion der angenommenen Jahreshöchstlast.
4. Reduktion der Annahmen für Strom- Im- und Exporte sowie den Stromtransit.
5. Prüfung einer dezentralen, verbrauchsnahe Energiewende als Alternative.
6. Es ist ein Szenario anzusetzen, bei dem eine Stromleistung von 10 GW nicht durch HGÜ-Leitungen, sondern im Wesentlichen durch die Erzeugung und Transport von mittels Power-to-Gas erzeugtem Methan bzw. Wasserstoff in der zulässigen Beimischung erfolgt. Die Bilanz mit Importen von 60–90 TWh im Jahr und Exporten von 120–130 TWh im Jahr, also netto Überschüssen von ca. 40–60 TWh im Jahr zeigt, dass es ein sinnvolles Potential geben dürfte, Strommengen von 10 GW/50 TWh mittels Power-to-Gas zu transportieren. Die Netzentlastung wäre dann eine Doppelte, da nicht nur einige HGÜ-Leitungen, sondern auch die jeweiligen als Ausfallreserve dienenden HDÜ-Leitungen entfallen können.
7. Durchführung einer europäischen Strategischen Umweltprüfung (SUP) für die Leitungen mit Kennzeichnung als „project of common interest (PCI)“. Der Bau dieser Leitungen v.a. der HGÜ-Leitungen wird im NEP quasi als von oben gesetzt definiert, ohne dass es einen Planungsprozess mit SUP und Öffentlichkeitsbeteiligung auf europäischer Ebene gegeben hat. Dies widerspricht der EU-Richtlinie zur SUP und der Aarhus-Konvention.

Kontakt/ Ansprechpartner und weitere Informationen:

Thorben Becker
Energie- und Atompolitik
Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND)
Friends of the Earth Germany
Am Köllnischen Park 1
10179 Berlin
030-27586-421
www.bund.net

Autor:

Dr. Werner Neumann,
Sprecher des Bundesarbeitskreises Energie des BUND