



## **Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber Konsultation durch die Übertragungsnetzbetreiber**

Die Übertragungsnetzbetreiber haben gemäß ihrem Auftrag nach § 12b EnWG am 24. März 2023 den ersten Entwurf des „Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023“ vorgelegt und bis zum 25. April 2023 zur Konsultation gestellt. Zu dem Entwurf nimmt die Deutsche Umwelthilfe e.V. (DUH) wie folgt Stellung:

Berlin, den 25. April 2023

### **Einleitung**

Der vorgelegte Netzentwicklungsplan Strom (NEP Strom) gibt den Blick in die erneuerbare Zukunft frei: die Treibhausgasneutralität 2045. Vom Ziel her zu denken und zu planen gibt größere Stabilität und der Infrastrukturplanung insgesamt mehr Planungssicherheit. Der nächste Schritt wäre, für die Gasnetzplanung die gleichen Prämissen vorzugeben, die H2-Welt zu regulieren und auf eine integrierte Planung der verschiedenen Energieinfrastrukturen hinzuarbeiten. Denn nur gemeinsam betrachtet, wird das „Klimaneutralitätsnetz“ valide.

Nichtsdestotrotz ist klar festzuhalten, dass die vorgelegte Energieinfrastrukturplanung weiterhin nicht die Paris-Ziele einhalten wird: Von einem 1,5 Grad kompatiblen Stromnetz können wir noch immer nicht sprechen.

Aus dem NEP Strom ergibt sich, dass das modellierte Stromnetz in 2037 stehen muss. Die Szenarien sind im Grundsatz extrem ähnlich, nur der Redispatch ist anders. Drei Szenarien mit unterschiedlichen Ausgangsparametern und dennoch ergibt sich der gleiche Übertragungsbedarf. Mit Blick auf die Unsicherheiten, die es bezüglich der konkreten Ausgestaltung des Energiesystems bis 2045 noch gibt, z.B. in Bezug auf den Ausbau des Wasserstoffnetzes, der Standortfrage der Elektrolyseure, weiterer Effizienzsteigerung sowie Verzögerung oder Verfehlungen von Ausbauzielen wären Sensitivitätsrechnungen sehr sinnvoll. So ist Szenario A ein Wasserstoffnetz, doch was ist die „fallback option“, wenn der Wasserstoff nicht wie angenommen zu konstant 50% importiert werden kann? Sensitivitäten, die aufzeigen, wie sich bei fehlendem oder unzureichenden Wasserstoff-Import der Ausbau der Erneuerbaren Energien entsprechend verändern muss, sind aus DUH-Perspektive für eine integrierte Netzplanung unerlässlich.

Die Kommunikation rund um das Stromnetz, welches wie gesagt 2037 stehen muss, wirft noch große Fragezeichen auf. Die integrierte Planung von Strom, Gas, Wasserstoff und Wärme, die stärkere notwendige Verzahnung mit unterlagerten Netzebenen (z.B. die Herausforderungen des §14 EnWG) muss in den Blick genommen werden. Strom aus Windenergieanlagen an Land und Photovoltaikanlagen

werden überwiegend in die Verteilnetze einspeisen, sodass eine deutlich stärkere gemeinsame Planung notwendig wird.

Die Erarbeitung der Systementwicklungsstrategie der Bundesregierung „hinkt“ der Zeit hinterher. Sie sollte Ende des Jahres den Rahmen für alle Energieinfrastrukturplanungen geben und ist aktuell nur eine der vielen Strategien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Die Systementwicklungsstrategie muss ein Gesamtbild auf die klimaneutrale Energiewelt von morgen abgeben und daran müssen sich alle Prozesse ausrichten. Eine konsistente Kommunikation ist von Nöten, denn 80 Millionen Bürgerinnen und Bürger haben Fragen zur Transition der Energiewelt und die Antworten können und sollten keinesfalls die ÜNB geben (müssen).

## **Szenarien und Marktsimulation**

### **Bioenergie**

Die DUH begrüßt den in den Szenarien abgebildeten starken Rückgang der Stromproduktion aus Biomasse in Form einer abnehmenden installierten Leistung und einer Reduktion der Volllaststunden auf 3.000 h/a. Aus Umwelt- und Klimaschutzsicht sollten nur noch stofflich nicht nutzbare biogene Abfall- und Reststoffe energetisch genutzt werden. Diese äußerst begrenzt verfügbaren Rohstoffe sollten möglichst effizient zur Dekarbonisierung des Gesamtsystems beitragen, indem sie systemdienlich zur Deckung von Lastspitzen und in nur schwer zu defossilisierbaren Bereichen eingesetzt werden.

Bei Biogas und Biomethan sollte auf den flächenintensiven Anbau von Energiepflanzen wie Mais aufgrund der Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion und aus ökologischen Gründen (z.B. Bodenverdichtung, Wasserbedarf, Pestizideinsatz) verzichtet werden. Dies geht mit einer geringeren Gasausbeute einher, die auch nicht durch eine zunehmende Vergärung von Wirtschaftsdünger gedeckt werden kann, zumal Tierbestände infolge einer zunehmend pflanzenbasierten Ernährung zurückgehen werden.

Holzbiomasse sollte aus Klimaschutzgründen möglichst lange und kaskadenartig stofflich genutzt werden und erst am Ende eines langen Lebenszyklus Energie in Form von Wärme bereitstellen. Dabei muss sichergestellt werden, dass genügend Holz zum Erhalt der natürlichen Kohlenstoffsenske im Wald verbleibt. Für eine differenziertere Bewertung sollte im Netzentwicklungsplan Strom eine Aufschlüsselung nach Art der Biomasseanlagen (feste Biomasse, Biogas, Biomethan) angestrebt werden.

### **Fernwärme**

Wärmenetze sind eine zentrale Lösungstechnologie für die Dekarbonisierung des Wärmesektors, die wir als DUH klar befürworten. Wärmenetze müssen ausgebaut und zu wesentlichen Teilen mittels Großwärmepumpen, großer Solarthermie, tiefer Geothermie und (großen saisonalen) Wärmespeichern klimaneutral betrieben werden. Wir begrüßen es daher, dass Wärmenetzen als Treibern der Sektorenkopplung im aktuellen NEP Strom eine stark gewachsene Bedeutung zugesprochen wird. Es ist gleichfalls zu begrüßen, dass beim FfE die Studie „Entwicklung der Wärmenetze und deren Wärmeerzeuger in Deutschland“ in Auftrag gegeben wurde, mit deren Hilfe die Auswirkungen auf den Strombedarf regionalisiert abgeschätzt werden können.

Die ermittelten Wärmebedarfe für Wärmenetze in den Szenarien erscheinen uns plausibel. Sie decken sich auch mit den Zahlen aus der Studie des Wuppertal-Institutes „Heizen ohne Öl und Gas bis 2035: ein Sofortprogramm für erneuerbare Wärme und effiziente Gebäude“ aus dem Jahr 2022.<sup>1</sup>

Auch bei den Wärmequellen sehen wir positive Veränderungen. Fossile KWK-Wärme wird nicht mehr als „Standard-Wärme“ für Wärmenetze angenommen, stattdessen treten erneuerbare Wärme und Abwärme in den Vordergrund. Grüne Wärme aus Großwärmepumpen spielt dabei eine besondere Rolle: Ihr Anteil soll im Endausbau 40-50 Prozent betragen – was wir für richtig halten. Dies trägt der notwendigen Dekarbonisierung der Wärmenetze Rechnung. In diesem Sinne ist es auch richtig, dass der Einsatz von KWK-Anlagen vollständig strommarktorientiert erfolgt und kein Mindesteinsatz für die Abdeckung der Wärmenachfrage festgelegt wird.

Und noch ein redaktioneller Hinweis: Statt „Fernwärme“ wäre es besser, allgemeiner von „Wärmenetzen“ zu sprechen, da dieser Begriff beides, die „Nahwärme“ und „Fernwärme“ umfasst. Auch sollte der Energiebedarf für die Kälteversorgung mitgedacht werden; noch umfassender wäre es deshalb, von „Wärme- und Kältenetzen“ bzw. von „leitungsgebundener Versorgung mit Wärme und Kälte“ zu sprechen.

### **Photovoltaik und Speicher**

Ca. 400 GW PV und 113 GW Heimbatteriespeicher bedeuten, dass ca. jede vierte Dachanlage einen Heimbatteriespeicher haben soll. Das klingt sehr viel und scheint nur schwer machbar. Investitionen in Batteriespeicher sind hoch. Wenn Verbraucher:innen endlich die PV-Anlage amortisiert haben, sollen mindestens ein Viertel der Akteure direkt die nächste Investition tätigen. Das ist unrealistisch. Die Politik muss hier Regeln schaffen und regulatorische Hemmnisse aufbrechen, damit das Eigenstrommodell nicht nur genutzt wird, sondern marktdienlich agiert werden kann.

Im Vergleich zum Verhältnis 1:4 von Heimbatterie zu PV ist das Verhältnis von Demand Side Management zu Industriestromverbrauch eher mager: Nur 10-12 GW nachfrageseitige Flexibilität für Demand-Side-Management werden angenommen.

### **Windenergie Onshore**

Die DUH sieht die starke Begrenzung des Windzubaues an Land ab 2035 und die in Tabelle 1 gemachten getroffenen Annahmen skeptisch. Technische Weiterentwicklung und das Repowering von Altanlagen werden nach 2035 ohne zusätzlichen Flächenbedarf weitere Leistungssteigerungen ermöglichen. Auch lokale Windprojekte, die von Bürger:innen vorangetrieben werden, sollten weiterhin möglich bleiben. Eine künstliche Limitierung von Windpotentialen lehnen wir ab. Der NEP Strom sollte demnach einen höheren Ausbau (wie in C 2045) antizipieren und das Netz darauf auslegen.

Die Zugrundelegung eines Aufteilungsschlüssels für die Verteilung des Netto-Restzubaues auf Seite 43 ist grundsätzlich sinnvoll, jedoch weisen die aktuellen Genehmigungszahlen weiterhin ein großes Nord-Süd-Gefälle auf. Aktuell ist dabei keine Änderung absehbar. Verbunden mit der Möglichkeit des Flächenhandels im WindBG, sollte der NEP Strom die Möglichkeit eines größeren Windaufkommens in Norddeutschland berücksichtigen. Der erwartete deutliche Anstieg der installierten Leistung in Mittel-

---

<sup>1</sup> <https://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/7954>

und Süddeutschland (insbesondere in Bayern), ist aktuell nicht absehbar, insofern sollten, wie erwähnt, nordlastige Windenergieverteilungen in den Szenarien berücksichtigt werden.

Es ist fraglich, ob der erwartete Windzubau bis 2037 erreicht werden kann. Nach WindBG müssen die vollständigen Flächenbeitragswerte (im Durchschnitt 2% der Bundesfläche) erst bis Ende 2032 ausgewiesen werden. Ob in dem Zeitraum bis 2037 der Zubau in erforderlicher Geschwindigkeit erfolgen kann (zumal er danach radikal gebremst wird), darf bezweifelt werden. Insofern ist fraglich, ob die Annahmen zum Ausbaustand 2037 realistisch sind. Wir halten ein Vorziehen der Jahreszahlen im WindBG und der damit verbundenen Ausweisung in einem Schritt bis auf 2025 aus Gründen der Planungssicherheit auch für den Netzausbau für zwingend erforderlich. Damit der NEP Strom einen verlässlichen Plan aufzeigt, muss eine enge Verzahnung zum WindBG sichergestellt sein.

Der Begriff „weiche Leistungsobergrenze“ ist irreführend: *„Für jedes Bundesland wird zudem eine weiche Leistungsobergrenze einbezogen, die sich jeweils aus den spezifischen Flächenbedarfen von Windenergieanlagen und zwei Prozent der Landesfläche beziehungsweise den Flächenbeitragswerten je Bundesland gemäß Wind-an-Land-Gesetz ergibt“*. Bedeutet dies, dass die zwei Prozent des WindBG letztlich als „ungefähre“ Obergrenze/Zielgröße festgelegt wird? Dies ist als Annahme für die Berechnung grundsätzlich in Ordnung, es muss jedoch dringend darauf geachtet werden, dass es hier nicht zu einer Umkehrung von dem Minimum aus dem WindBG in ein generelles Maximum kommt.

## **Wasserstoff**

Es gibt eine erstaunliche Differenz zwischen Elektrolyseure-Kapazitäten im Szenariorahmen 2022 und NEP Strom 2023 (mehr als Verdoppelung in A, ca. Viertel mehr in B, ca. Drittel mehr in C). Liegt das daran, dass aufgrund der Energiekrise mit höherem H<sub>2</sub>-Einsatz gerechnet wird? Man findet keine Zahlen zu Wasserstoffimporten außer der Angabe, dass die Hälfte inländisch produziert wird.

Methodenvergleich NEP Strom und NEP Gas:

Der NEP Gas modelliert auf Basis von H<sub>2</sub>-Einspeise- und Ausspeiseprognosen, diese basieren wiederum auf in einer Marktabfrage bei den Kunden der Gasnetzbetreiber und somit auf deren gemeldeten H<sub>2</sub>-Transportbedarfen. Im NEP Gas wird nicht deutlich, wer diese Kunden sind. Für die Ausspeise-Seite ist anzunehmen, dass darunter Industrie- und Gewerbebetriebe mit Wasserstoffbedarf sind. Ggf. auch Wohngebiete, wenn Gebäudeeigentümer dem Gasnetzbetreiber einen Wasserstoffbedarf gemeldet haben. Für die Einspeise-Seite ist anzunehmen, dass es sich um Wasserstoffproduzenten und Importeure handelt.

Der NEP Strom modelliert auf Basis von IPCEI-Projekten und den Ergebnissen einer Abfrage bei Stromnetzbetreibern bezüglich geplanten Elektrolyse-Projekten. Im NEP Strom sollen Standorte der Elektrolyseure möglichst wenig netzbelastend oder sogar entlastend für Übertragungsnetze wirken, Elektrolyseure werden daher nur in NUTS 2 Regionen mit EE-Überschuss zugewiesen.

Der NEP Gas modelliert also von der Nachfrageseite sowie H<sub>2</sub>-Einspeise-Seite, während der NEP Strom von der H<sub>2</sub>-Produktionsseite modelliert. Dass es ein H<sub>2</sub>-Netz gibt, um Produktion und Nachfrage zu vernetzen, wird im NEP Strom angenommen (obwohl die Regulierung noch fehlt). Im NEP Gas werden diese Netze modelliert.

Es ist unklar, ob zwischen dem NEP Strom und dem NEP Gas ein Abgleich stattgefunden hat. Daher ist dringend ein eigenständiger Prozess für einen NEP Wasserstoff notwendig. Dabei sollte die

Pfadabhängigkeit einer auf gemeldeten Bedarfen basierenden Gasnetzplanung durchbrochen werden, da diese nicht mit dem Ziel der Klimaneutralität vereinbar ist.

Vergleich der Kapazitäten:

	SR Strom 2022	GW	NEP Strom 2023	GW	NEP Gas 2023	GWh/h el
2037	Sz A 2037	16,0	Sz A 2037	40,0	MoU 2030	9,4
2037	Sz B 2037	18,0	Sz B 2037	26,0	MoU 2032	20,5
2037	Sz C 2037	20,0	Sz C 2037	28,0	MoU 2040	37,7
2045	Sz A 2045	36,0	Sz A 2045	80,0	MoU 2050	46,0
2045	Sz B 2045	40,0	Sz B 2045	50,0		
2045	Sz C 2045	40,0	Sz C 2045	55,0		

Die eigene Tabelle zur Darstellung der Kapazitäten belegt 1) die Erhöhung der Elektrolyseurskapazitäten von Szenariorahmen Strom 2022 bis NEP Strom 2023 sowie 2) die Unvergleichbarkeit von NEP Strom und NEP Gas.

### **Erdgas-/Wasserstoff-Kraftwerke**

Der Kraftwerkspark laut NEP Strom 2023 wird folgendermaßen beschrieben:

- 2037 A/B/C 38,4 GW und
- 2045 A/B/C 34,6 GW.

Wie verhält sich das zu den genannten 17-25 GW des BMWK? Warum ist dieser in allen Szenarien gleich? Der Neubau von fossilen Kraftwerken und damit eine übermäßige Treibhausgasemission ist nichts, was auf Basis von Zahlen und Forderungen fossiler Unternehmen Interessen erfolgen darf. Die Bundesregierung muss eine ausführliche Erläuterung für den Zubaubedarf vorlegen, welche auf transparenten, wissenschaftlichen Kriterien beruht und durch ein unabhängiges Forschungsinstitut erstellt wurde. Es braucht weiterhin eine gesetzliche Grundlage, die sicherstellt, dass geförderte steuerbare Kraftwerke ausschließlich im Peaking-Betrieb fahren, also nur in Stunden zum Einsatz kommen, in denen nicht genug Strom aus Erneuerbaren Energien vorhanden ist.

Der Zubau von Gaskraftwerkskapazitäten muss sich an nötigen Bedarfen im Sinne eines klimaneutralen Zielsystems orientieren. Die Kraftwerke müssen künftig als Backup für die Versorgungssicherheit geplant und betrieben werden. Die Verfeuerung von erneuerbarem Wasserstoff ist ineffizient und teuer. Sie darf daher auf keinen Fall der dauerhaften Grundlastherzeugung dienen und sollte mit Konzepten zur Abwärmenutzung verbunden werden.

Zusätzliche Voraussetzungen, die politisch entschieden werden müssen, sind die Begrenzung des Einsatzes solcher Kraftwerke, die zügige Transformation des Energiesystems mit ausreichendem Ausbau Erneuerbarer Energien, die Ausschöpfung der Energieeffizienz-Potentiale sowie die eingeschränkte Allokation von rarem Wasserstoff auf wenige Sektoren.

Der NEP Strom sollte auf Basis nachfolgender Leitlinien die Annahmen für Kraftwerke modellieren:

- Für den Wasserstoff-Hochlauf bedarf es eines immensen Zubaus an Erneuerbaren Energien-Kapazitäten, die zusätzlich zur Stromwende benötigt werden, sowie massiver Energieeffizienzsteigerungen.

- Grüner Wasserstoff muss in seiner Anwendung priorisiert werden. Vorrang haben die Sektoren, die keine Alternativlösungen für die Erreichung der Klimaziele haben. Der Wasserstoffeinsatz im Kraftwerk darf nur der Spitzenlastabdeckung und der Versorgungssicherheit dienen.
- Die Genehmigung zum Betrieb mit Erdgas sollte für Gaskraftwerke auf Ende 2034 begrenzt werden.
- Die Betriebsstunden und Emissionen neuer Gaskraftwerke müssen so niedrig wie möglich sein.
- Bevor neue Gaskraftwerke zum Einsatz kommen, müssen alle anderen Instrumente zur Deckung der Spitzenlast sowie zur Versorgungssicherheit ausgeschöpft werden, z.B. Nachfrageflexibilität und Interkonnektoren.
- Für den Wasserstoff-Einstieg sind der Markthochlauf von Elektrolyseuren, der Aufbau nachhaltiger Wasserstoff-Partnerschaften sowie eine klimaverträgliche Wasserstoff-Regulierung und Wasserstoff-Netzplanung erforderlich.

## Offshore-Netz

Die angenommenen Importmengen in den NEP Strom-Szenarien (Abb. 24) sind grundsätzlich begrüßenswert (für B 2037: 153,5 TWh; A2045: 194,0 TWh, B2045: 191,1 TWh; C2045: 218,8 TWh). Hier wäre es nützlich zu sehen, wie hoch die importierte Strommenge aus internationalen Offshore-Projekten ist, da Strom aus Offshore-Windparks (OWP) sich höchstwahrscheinlich als wichtigster Importstrom aus erneuerbaren Energien herausstellen wird.

Hintergrund: Es ist davon auszugehen, dass Deutschland 70 GW Offshore-Strom im Jahr 2045 nicht vollständig in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) ernten wird, da zeitgleich das Montreal-Abkommen eingehalten und somit 30 % der AWZ unter Meeresschutz gestellt werden müssen. Der transnationale Prozess der North Sea Energy Cooperation (NSEC) bereitet den Prozess für die gemeinschaftliche Nutzung der Meeresflächen durch die Nordsee-Anrainer vor. Der NSEC-Prozess ist politisch durch den Brexit ins Stocken geraten. Großbritannien ist derzeit (noch) nicht Teil der NSEC oder der Esbjerg-Declaration, was aktuell die gemeinschaftliche Nutzung der Nordseeflächen im Sinne des Klima- und Meeresschutzes erschwert.

Insbesondere beim Klima- und Meeresschutz muss international gedacht und gehandelt werden. Die Meeresflächen müssen gemeinsam geplant und geschützt werden; egal ob deutsche, niederländische, dänische oder britische AWZ. Aufgrund des besonders hohen Flächendrucks auf die Nordsee muss damit gerechnet werden, dass sich diese Stromimporte nach Deutschland erhöhen. Im NEP Strom sollten daher (mindestens) die internationalen Offshorestrom-Importe in Abbildung 24 separat und zusätzlich aufgeführt werden. Zwar wäre auch die Darstellung von PV- und Wind-Land-Stromimporte vorteilhaft – allerdings werden Offshore-Stromimporte der wahrscheinlichste wichtigste Importstrom.

Die DUH begrüßt, dass der NEP Strom im derzeitigen Planungsstand den finalen Szenarien A/B/C mit einer maximalen Kapazität von 61,2 GW rechnet und in den 2037er Szenarien mit 36 bis 44 GW und mit bis zu 13.300 km Trassenlänge. Da, wie oben beschrieben, für Deutschland das Verhältnis zwischen Hunger nach Grünstrom in Deutschland und kleiner AWZ sehr hoch ist, ist auch die potentielle Belastung auf den Meeresnaturschutz durch Ressourcenabbau, Schifffahrt, Militär etc. besonders hoch. Gleichzeitig wird und muss, nach Jahren des Abbremsens und des Ausbaueinbruchs, der Offshore-Ausbau (in Deutschland) jetzt beschleunigt geschehen. Durch die EU-Notfallverordnung sind

die Umwelt- und Meeresschutzstandards insbesondere im Offshore-Bereich reduziert worden – im Ausgleich muss der Offshore-Ausbau unbedingt ein systematisches ergebnisoffenes Begleitmonitoring erhalten. Ergebnisoffen bedeutet, dass damit gerechnet werden muss auch Flächen, die im aktuellen Flächenentwicklungsplan (FEP) für den Ausbau von Offshore-Windparks derzeit noch vorgesehen sind, aufgrund von Meeres- und Naturschutzgründen im Verlauf der Bewertung des Begleitmonitoring anders genutzt werden müssen.

Die Ergebnisse des notwendigen, umfassenden und ergebnisoffenen Begleitmonitorings müssen in den NEP-Prozess (wie auch den FEP-Prozess) integriert werden. Konkret sollte dies eine Re-Evaluierung der Situation bedeuten und, dass die Nutzung von anderen, internationale Meeresflächen im nächsten NEP Strom (und FEP) eingebunden werden. Dies könnte eine Auswirkung die Systematik, Länge und Leistung der Offshore-Netzanbindung in die deutsche AWZ (Tabelle 18, S.110; Abbildung 51, S. 114) mit sich führen.

Hamburg hat im Endausbau (A/B/C 2045) keinen direkten Anteil an der Offshore-Stromerzeugung (S.56 ff., Abbildung 17, 18, 19). Dies mag damit begründet sein, dass große HGÜ-Übertragungsleitungen nicht direkt nach Hamburg gehen. Allerdings fällt auf, dass Hamburgs Anrainerländer (NI, SH, MV), der weniger Industrie-intensive Stadtstaat Bremen und Hessen, ohne Küstenzugang, Offshore-Kapazitäten haben. Dabei ist Hamburg auf vielerlei Ebenen schwer industrialisiert; der Hamburger Hafen, Metallhütten und -verarbeitung haben einen Strombedarf, der besonders gut durch beständigen Offshore-Strom gedeckt werden kann. Damit die Energieversorgung der Industrie Hamburgs auf Erneuerbare Energien umgestellt werden kann, muss auf direktelektrische Technologien, wie Elektrodenkessel, und –öfen umgestellt werden; bei vielen anderen industriellen Prozessen muss auf grünen Wasserstoff zurückgegriffen werden.

Für den Stadtstaat Hamburg sollte im Rahmen des NEP Strom geprüft werden, wie die Stadt mit Offshore-Strom und ggf. grünem Wasserstoff versorgt werden kann. Wahrscheinlich haben einzelne Großbetriebe PPA-Verträge (Direktlieferverträge) mit Offshore-Entwicklern abgeschlossen – dennoch sollte dieser Offshore-Strombezug Hamburgs im NEP Strom aufgeführt werden.

Wir finden es nachvollziehbar, dass der aktuelle NEP Strom eine nationale Offshore-Vernetzung vorsieht. Für die Netzplanung ist die Minimierung von Netzengpässen und das Bypass-Management essentiell. Es ist bedeutend schwieriger landseitig die nationale Vernetzung zu bewerkstelligen, da mehr Stakeholder (z.B. Kommunen) beteiligt sind und ggf. die Strecken länger und damit die Netzverluste, Materialverbrauch und Kosten deutlich höher würden. Wenn die seeseitigen Übertragungskapazitäten wirklich als Bypass dienen und im landseitigen Übertragungsnetz Redispatch-Eingriffe minimieren können, dann ist das eine gute Überlegung. Wäre es aber nicht auch überlegenswert, ob eine Zusammenführung mehrerer Windparkanbindungen auf Land auf einer „DC-Sammelschiene“ und dann der Bau einer kleineren Anzahl von Verbindungen nach Süden sich nicht ebenfalls positiv auswirkt (in Bezug auf Investitionskosten, Betriebskosten, Auslastungsgrad der Verbindungen, Eingriff in Mensch und Umwelt, Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit).

Bis zum Jahr 2040 gehen ca. 4 GW Offshore-Leistung aus dem System, die Anlagen werden dann veraltet sein, vor allem die technischen Standards. Anbindungssysteme sind dann zu gering dimensioniert, wenn neue Windparks entstehen sollten (Repowering). Nichtsdestotrotz sollte man aber frühzeitig die bereits heute beanspruchte Fläche für Neuplanungen und Neubau sichern, um somit keine neuen Naturräume zu beanspruchen.

Die Anbindung von Bornholm Energy Island wird (auf Nachfrage bei den ÜNB) erst im zweiten Entwurf dargestellt, der North Sea Wind Power Hub fehlt im vorliegenden Entwurf komplett. Es tun sich die

Fragen auf, welche Hubs noch hinzukommen und warum nicht schon jetzt transparent dazu Auskunft gegeben wurde.

## **Onshore-Netz**

Auf Seite 128 steht: „Um die ansteigende Transportaufgabe bei gleichzeitig sinkenden Blindleistungspotenzialen infolge des Kernenergie- und Kohleausstiegs zu bewältigen, ist eine alternative Bereitstellung der Bedarfe erforderlich. Infolge der ansteigenden Transportaufgabe und den wegfallenden Potenzialen konventioneller Kraftwerke wird Momentanreserve zur Wahrung der Frequenzstabilität und zur Beherrschung ungewollter Netzauftrennungen benötigt. Detaillierte Analysen zur Frequenz und Spannung mit Zieljahr 2037 sowie zur transienten Stabilität mit Zieljahr 2030 folgen im zweiten Entwurf.“ – Die Darstellung der Kompensation der Blindleistung wird somit einen spürbaren Einfluss auf die Netzplanung haben? Oder sind die Ad-hoc-Maßnahmen und Netzbooster bis 2030 (5.2.7) das entsprechende Mittel der Wahl?

Die Szenarien A / B / C 2045 benötigen die gleichen Leitungen wie das Szenario B 2037, sowohl beim DC-Neubau als auch beim AC-Neubau. Liegt das an der Tatsache, dass 2037 für ein klimaneutrales Stromnetz der Netzausbau bereits abgeschlossen sein muss? Es wirkt irritierend, dass immer dasselbe System herauskommt, obwohl die Szenarioannahmen unterschiedlich sind. Dass der zügige Netzaus- und -umbau nötig ist, steht außer Frage. Die Erläuterung für das Zustandekommen eines nahezu identischen Netzes wäre sinnvoll.

## **Diverse Anmerkungen / Nachfragen**

Haushaltsnahe Flexibilitäten: Wenn der Anteil marktorientierter Einheiten in Haushalten im Szenario B sowohl 2037 als auch 2045 bei 100% liegen soll, dann sind variable Preise für Endkunden ein Muss. Nur dann gibt es für alle Beteiligten einen Anreiz, dass erhebliche dezentrale Flexibilitätspotential auch marktorientiert / netzdienlich zu nutzen.

Batteriespeicher: Werden Großbatteriespeicher vorrangig in räumlicher Nähe von Freiflächensolaranlagen wie auch Onshore-Windparks verortet, dann ist das zielführend. Die Einbeziehung der Verteilnetzebene für diese Annahme ist maßgeblich, die fehlende Speicherstrategie des BMWK ist zeitnah zu erarbeiten.

***Mit einer Veröffentlichung dieser Stellungnahme erklären wir uns einverstanden.***

***Für Rückfragen ist Nadine Bethge, Stellvertretende Leiterin des Bereichs Energie und Klimaschutz der Deutschen Umwelthilfe e.V., Hackescher Markt 4, 10178 Berlin, Tel.: 030-2400867-962, Email: [bethge@duh.de](mailto:bethge@duh.de) erreichbar***