

Bundesnetzagentur
Referat 624 - Szenariorahmen Strom
Postfach 8001
53105 Bonn

Halle, 14.02.2022

Konsultationsbeitrag

zum Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom
2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 – Entwurf der ÜNB

Erstellt von Ingolf Müller, Team Orangebuch
Weinbergweg 23
06120 Halle
E-Mail: Tensormueller@googlemail.com

A – Allgemeines

A1: Der aktuelle Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan der ÜNB unterscheidet sich von seinen Vorgängern deutlich. In einigen Punkten ist sogar ein Paradigmenwechsel erkennbar. Gleichwohl halte ich den vorliegenden Entwurf für ungeeignet, weil er weder strategisch noch quantitativ den politisch vollmundig verkündeten Zielen einer dekarbonisierten Gesellschaft 2045 gerecht wird.

A2: Die ÜNB haben den Szenariorahmen am [17.01.2022 der Öffentlichkeit vorgestellt](#). Ich halte eine öffentliche Konsultationsphase von 4 Wochen für ein derartig komplexes Dokument für unangemessen kurz. Sie räumt den Konsultationsteilnehmern, namentlich denen, die sich nicht hauptberuflich mit Energiewirtschaft befassen, nicht ausreichend Möglichkeiten ein, den Text selbst, geschweige denn die in ihm enthaltenen Referenzen zu sichten. Es stellt sich damit die Frage, ob die BNetzA als Behörde die Einflussnahme dieser Konsultationsteilnehmer, u.a. Bürgerinitiativen und interessierte Bürger auf diese Weise von vornherein einschränken will. Dann allerdings wäre der Begriff „öffentliche Konsultation“ fehl am Platze.

A3: Ich gehe davon aus, dass die BNetzA, wie bei allen vorhergehenden Konsultationen gehandhabt, alle Konsultationsbeiträge veröffentlichen wird. Hilfreich wäre darüber hinaus die Veröffentlichung der von den Teilnehmern gekommenen Vorschläge/Kritiken in aggregierter Form.

A4: Wie es u.a. bei Gesetzestexten üblich ist, erwarte ich darüber hinaus den genehmigten Szenariorahmen, in einer Form, bei dem die durch Sie vorgenommenen Änderungen zum vorliegenden Entwurf eindeutig gekennzeichnet sind. Dies erlaubt den Konsultationsteilnehmern eine Bewertung, inwieweit ihre Einwände/Vorschläge in das endgültige Dokument Eingang gefunden haben.

A5: Ich zitiere aus dem [aktuellen Entwurf](#) S. 25 unten.

Durch die Auswahl der Studien wird keine Aussage über die Qualität der (nicht-)ausgewählten Studien getroffen. Nach Einschätzung der ÜNB handelt es sich bei den dargestellten Studien um diejenigen, die im Mittelpunkt der öffentlichen und politischen Debatte stehen.

Werden Sie im Rahmen der Konsultation/Genehmigung weitere Studien berücksichtigen, die nach Einschätzung der Konsultationsteilnehmer qualitativ hochwertig sind, ggf. aber nicht unbedingt „im Mittelpunkt der öffentlichen und politischen Debatte“ stehen? Ich weise darauf hin, dass die im obigen Zitat getroffenen Aussagen keineswegs den Tatbestand wissenschaftlichen Herangehens erfüllen, das für die Entscheidungsfindung m.E. jedoch dringend notwendig wäre. Die Popularität von Studien allein dürfte in diesem Kontext kaum zielführend sein.

A6: Ich zitiere aus dem [aktuellen Entwurf](#) S. 16 oben.

Schlussendlich muss der Szenariorahmen eine Entwicklung abbilden, die von einem Großteil der (Fach-)Öffentlichkeit als wahrscheinlich erachtet wird und damit eine gute Planungsgrundlage für ein Klimaneutralitätsnetz bietet.

Dieses Zitat bekräftigt meine unter A5 geäußerten Bedenken.

A7: Seite 15 zeigt oben eine Abbildung 1. Dort werden u.a. „beauftragte Gutachten“ benannt. Es fehlen jedoch nähere Auskünfte, wer diese Gutachten in Auftrag gegeben hat. Diese Information wäre für die Konsultationsteilnehmer von großem Interesse.

A8: Die ÜNB verwenden mehrfach im Text die Begriffe **marktorientiert** und **netzorientiert**, jeweils positiv bzw. tendenziell negativ konnotiert. Dass der Markt am Ende eben doch nicht alles regelt, erst recht nicht im Sinne der Mehrheit, dürfte gerade angesichts der explodierenden Energiepreise immer mehr Menschen zu Bewusstsein kommen. Insofern halte ich die Übernahme dieser grundsätzlichen, ideologisch gefärbten, sprich nicht faktenbasierten Positionierung für äußerst bedenklich.

B – Strategie

B1: Bundeswirtschafts- und Klimaschutzminister Habeck prognostizierte am 11.01.2022 im Rahmen seiner [Eröffnungsbilanz Klimaschutz](#) einen Strombedarf von 680 bis 750 TWh.

Dabei wird ein Bruttostromverbrauch in der Mitte des Korridors aus dem Koalitionsvertrag (680 – 750 TWh) unterstellt, also 715 TWh.

(Zitat aus oben verlinktem Dokument, Seite 36 oben)

Die ÜNB bestätigen diese Zahlen auf Seite 30 ihres Entwurfs wie folgt:

Alle betrachteten Studien (siehe Übersicht Kapitel 2.3) weisen ebenfalls steigende Stromverbräuche aus. Auch die Bundesregierung geht in ihrem Koalitionsvertrag von einer Erhöhung des Stromverbrauchs auf 680 – 750 TWh bis 2030 aus.

Ich stelle hier eine Diskrepanz zu vorhergehenden Szenariorahmen, insbesondere zu [dem aus dem Jahre 2019](#) fest (dort Tabelle 16, Seite 56), der noch von einem langfristig gleichbleibenden Strombedarf ausging. Dies ist eine der o.g. neuen Paradigmen, die jedoch schon vor mindestens 10 Jahren angemessen gewesen wären. Interessant für mich war an dieser Stelle der Dualismus von Politik (Habeck) und Privatwirtschaft (ÜNB), wobei mir schlussendlich nicht klar ist, wer hier wem die Vorgaben macht. Ab Seite 59 des Dokuments kommt das Zusammenwirken von Politik und Wirtschaft verstärkt zum Tragen. Vielleicht kann sich die BNetzA im genehmigten Szenariorahmen dazu näher äußern.

B2: Die ÜNB vertreten im aktuellen Entwurf auf Seite 14 oben folgende These:

Mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) bei gleichzeitiger Stilllegung der Kern- und Kohlekraftwerke verschieben sich die geografischen Einspeisepunkte und verursachen einen ansteigenden Transportbedarf maßgeblich von Nord nach Süd.

Die These ist altbekannt und liefert immer wieder die Rechtfertigung, dass der Bau neuer HGÜ-Trassen unbedingt notwendig sei. Solange die „Geschäftsgeheimnisse“, die die Belastung der aktuell im Einsatz befindlichen Trassen belegen, nicht offenbart werden, habe ich persönlich nach wie vor berechtigte Zweifel an dieser These, zumal ich die wirtschaftlichen Interessen der „Stakeholder“ des Trassenbaus recht aufmerksam verfolge und deshalb auch die erzielbaren Renditen kenne.

Die These ist darüber hinaus physikalisch falsch, weil sie von der ebenso falschen Prämisse ausgeht, das Ausbaupotenzial der Erneuerbaren, insbesondere der gerade im Süden wirkmächtigen PV, wäre begrenzt (siehe auch B6).

Ich gehe deshalb davon aus, dass Sie als Behörde bzw. das BMWK dieser These widersprechen werden. Schließlich sind Sie dem eigentlichen Souverän, dem Volke, verpflichtet. Technisch bedeutet das m.E. für Sie, den Ausbau der Erneuerbaren bzw. die Lastverteilung so zu beeinflussen, dass das von den ÜNB postulierte, **zunehmende** Nord-Süd-Ungleichgewicht nicht zum Tragen kommt und damit die Notwendigkeit des weiteren Ausbaus der Übertragungsnetze in Nord-Süd-Richtung entfällt.

B3: Der Absatz, der das Zitat für B2 enthält, schließt mit:

Parallel zum laufenden Betrieb planen und bauen sie (die Übertragungsnetzbetreiber, Anmerkung des Autors) das Übertragungsnetz der Zukunft, das dem Transport volatiler Erzeugungseinspeisung, dem Wegfall der Kohle- und Kernenergiekapazitäten, einer zunehmenden Flexibilisierung und der verstärkten europäischen Vernetzung gerecht wird.

Deutschland ist nach wie vor Nettoexporteur von Strom, wobei die Netto-Exportleistung von 60 TWh (2017) auf 18 TWh (2020) gesunken sind. Daraus ergeben sich zwei Schlussfolgerungen:

- a) Mit den im Jahre 2017 vorhandenen Leitungen konnten 60 TWh störungsfrei exportiert werden.
- b) Durch die Verminderung des Netto-Exports auf 18 TWh ist die exportinduzierte Leitungsbelastung deutlich gesunken.

Ich ziehe daraus, den naheliegenden Schluss, dass der Ausbau länderübergreifender Trassen eben nicht notwendig ist. Der Schluss lässt sich durch die Daten von Agora-Energiewende bzw. Entso-E belegen, die eine Nivellierung des grenzüberschreitenden Stromaustausches seit 2019 ausweisen.

B4: Ich konstatiere im aktuellen Entwurf des Szenariorahmens eine deutliche stärkere Fokussierung auf Wasserstoff als Energieträger, kann aber die im Text genannten Motivationen dafür nur teilweise nachvollziehen. Bezüglich der Realisierung einer auf Wasserstoff basierenden Säule der künftigen deutschen Energiewirtschaft stelle ich mir folgende Fragen:

- Wie soll Wasserstoff in Deutschland erzeugt und für welche Zwecke verwendet werden?
- Aus welchen Ländern soll Wasserstoff in den genannten Mengen importiert werden?
- Kämen Importe von klimaneutral erzeugtem Methan stattdessen infrage?
- Wie wollen deutsche Behörde sicherstellen, dass die getätigten Importe, deren prinzipielle Notwendigkeit ich zwar nicht abstreite, aber im Umfang bezweifle, tatsächlich aus EE generiert wurden?

B5: Das Zitat S. 17 Mitte bezieht sich auf neu zu errichtende Gaskraftwerke

Neubauten müssen jedoch die Möglichkeit bieten, Wasserstoff anstelle von Erdgas als Brennstoff einzusetzen zu können.

Die volumetrische Energiedichte von Wasserstoff zu Erdgas genügt einem Verhältnis von 1:3. Mir fehlen im Text Hinweise, inwieweit es technisch machbar ist, Erdgas tatsächlich durch Wasserstoff **vollständig** zu substituieren. Die „Möglichkeit, Wasserstoff anstelle von Erdgas als Brennstoff einzusetzen“ dürfte m.E. zunächst höhere Baukosten nach sich ziehen und auch die technologischen Anforderungen des Betriebs selbst erhöhen.

B6: Zitat S. 17 unten zum Thema Ausbaupotenzial der Erneuerbaren.

Das inländische Ausbaupotenzial ist jedoch aufgrund von Flächenrestriktionen und gesetzlichen Beschränkungen begrenzt.

Es existiert [eine aktuelle Studie von Fraunhofer ISE](#), die das Ausbaupotenzial von PV alleine durch Nutzung von Gebäudedächern und Fassaden auf 1000 GWP Leistung beziffert, Agri-PV könnte nach Fraunhofer ISE theoretisch 3,7 TWP liefern. Eine [Arbeit aus dem Jahre 2010](#) bescheinigt den Dachflächen Deutschlands ein Potenzial von 161 GWP, davon in Bayern 25 GWP. Eine [Conference-Paper von Fraunhofer ISE](#) (2020) benennt sogar ein Dachpotenzial von 500 GWP (s. dort Tabelle 2).

Den ÜNB standen die hier verlinkten Studien offensichtlich nicht ausreichend im „Mittelpunkt der öffentlichen und politischen Debatte“ (siehe A5).

Die von ihnen angenommenen Restriktionen gelten jedoch de facto bestenfalls für Windkraft, nicht jedoch für Photovoltaik. Ich gehe davon aus, dass Sie, unter Würdigung der Erkenntnisse der Wissenschaftler von Fraunhofer ISE und anderen Fachleuten die geradezu absurde These, es gäbe nicht genügend Ausbaupotenzial für Erneuerbare in dem genehmigten Dokument richtig stellen.

B7: Zitat S. 19 oben zu neuen Flexibilitätsoptionen.

Neue Stromverbraucher wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Elektrolyseure sollen zukünftig auf die jeweilige Einspeisesituation reagieren und ihren Stromverbrauch flexibel anpassen können.

Zunächst finde ich es gut, dass diese „neuen Flexibilitätsoptionen“ ausführlich behandelt werden. Jedoch folge ich nicht der tendenziellen Aussage der ÜNB, sie würden weiteren Netzausbau notwendig machen. Richtig eingesetzt, was im Wesentlichen heißt, dezentral zu agieren, wirken diese Optionen m.E. netzstabilisierend und nicht netzbelastend.

B8: Zitat S. 21 Mitte zum Import von Energieträgern

Es wird in allen Szenarien davon ausgegangen, dass die ausländische Erzeugung der importierten Energieträger klimaneutral erfolgt.

Man kann von allem Möglichen ausgehen. Die Floskel „wir gehen davon aus“ wird von den ÜNB im gesamten Text recht häufig verwendet. Die Frage ist, wie man gedenkt, klimaneutrale Importe sicher zu stellen (siehe auch B4). Ich habe hier erhebliche Zweifel und bevorzuge daher eine Agenda, die Importe von Energie prinzipiell minimiert.

B9: Pumpspeicher werden, wie in allen mir bekannten vorherigen Szenariorahmen, auch hier in unzulässiger Weise als reine Erzeuger gelistet (S. 24, Tabelle 1). Die Motivation dieses Herangehens sollte erklärt werden, zumal die Bilanzverzerrung mit der Erhöhung der Pumpspeicherleistung von aktuell 9,6 auf 12,2 GW noch stärker ins Gewicht fällt. Des Weiteren enthält der Text keine näheren Hinweise darauf, wo die neuen 2,6 GW herkommen sollen.

B10: Zitat S.42, oberhalb Tabelle 10

Für den Luft- und Schiffsverkehr wird zudem die Nutzung synthetischer Kraftstoffe angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass diese aus dem Ausland importiert werden und sich daraus kein zusätzlicher inländischer Stromverbrauch ergibt.

Die synthetischen Kraftstoffen sollen (nahezu ausschließlich) aus dem Ausland kommen. Diese Strategie halte ich grundsätzlich für verfehlt (siehe auch B4).

B11: Zitat S.47 unten zu Wasserstoff-Elektrolyseuren

Daher ist zu erwarten, dass Industrieunternehmen, die kurzfristig einem hohen Investitionsdruck unterlegen sind und zusätzlich Fördermittel erhalten können, Onsite-Elektrolyseanlagen errichten werden.

Dieses Zitat findet meine volle Unterstützung.

B12: Elektrolyseure und EE-Erzeuger. Die ÜNB betrachten Elektrolyseure erst dann als wirtschaftlich, wenn sie eine angemessene Anzahl an Volllaststunden aufweisen können. Immerhin prognostizieren die ÜNB eine Verringerung der Volllaststunden im Zeitraum von 2037 bis 2045, was insgesamt mehr Flexibilität des Einsatzes von Elektrolyseuren zur Folge hat. Die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit darf sich aber nicht, wie an vielen anderen Textstellen ebenfalls erkennbar, nur auf die **betriebswirtschaftliche** Sinnhaftigkeit beschränken, sondern muss auch **volkswirtschaftliche** Kriterien mit einbeziehen. Hinsichtlich der Elektrolyseure führt die Definition niedrigerer, hinnehmbarer Volllaststunden (= deutlicher Erhöhung der Elektrolysekapazität) zu weniger Anwendungen beim Einspeisemanagement (=Abregelung erneuerbarer Erzeuger) und weniger Notwendigkeit, Energie zu importieren. Das Potenzial liegt nach Aussage der ÜNB (s.S. 60) bei 25 (2037) bzw. 40 (2045) TWh pro Jahr.

Persönlich bin ich der Ansicht, dass lokal installierte Elektrolyseure für EE-Anlagen ab einer bestimmten Größe verpflichtend werden sollten.

B13: Zitat S. 53, Ende erster Absatz; Marktorientierung vs. Netzorientierung

Anders als bei einem rein marktorientierten Einsatz – bei dem der flexible Verbrauch in ausgeprägten Starklastphasen erfolgen kann – erfolgt daher bei der netzorientierten Betriebsweise eine nicht optimale Integration von Erneuerbaren.

Das ist eine ziemlich steile These, die auf Übertragungsnetze **definitiv** nicht angewendet werden kann. EE-Erzeuger zeichnen sich tendenziell durch Dezentralität, private PV-Anlagen sogar durch enge Lokalität aus, so dass die „optimale Integration von Erneuerbaren“ mitnichten an einen „marktorientierten“ Ausbau der Übertragungsnetze geknüpft ist. Insofern hoffe ich, dass sich die Passage, aus der das Zitat entnommen wurde, ausschließlich auf Niederspannungsnetze bezieht und dies im von Ihnen genehmigten Text deutlicher zum Ausdruck kommt.

Ich bestreite andererseits nicht die Notwendigkeit des moderaten Ausbaus der Verteilnetze, sehe aber auch dort nicht die Sinnhaftigkeit der o.g. These. Der Widerspruch zwischen Markt- und Netzorientierung hinsichtlich der Integration der Erneuerbaren wirkt auf mich, insbesondere unter Beachtung des Aspekts der Dezentralität, eher konstruiert als begründet.

Äußerst interessant finde ich jedoch folgendes Zitat im gleichen Absatz:

Dies kann ... zu einer besseren EE-Integration führen, indem durch niedrige Strompreise beispielsweise Anreize entstehen, zu Zeiten eines sehr hohen Angebots an erneuerbaren Energien besonders viel Strom zu verbrauchen.

Kann ich daraus schließen, dass es auch für Endverbraucher zukünftig variable, von aktueller Erzeugung/vom aktuellen Bedarf abhängige Strompreise geben wird? Dies wäre in der Tat ein großer Fortschritt.

B14: In der mündlichen Konsultation vom 07.02.2022 vernahm ich des Öfteren die Behauptung, dass ein zu den Übertragungsnetzen alternativer Ausbau der Verteilnetze etwa 5-fach höhere Kosten verursachen würde. Falls ich mich dabei nicht verhört haben sollte, wüsste ich gerne, worauf diese Rechnung fußt.

B15: Deutlicher Fokus auf Offshore-Windenergie.

Die ÜNB widmen dieser Sparte der Erneuerbaren insgesamt 13 Textseiten (8 im Haupttext S.62ff + 5 im Anhang A2). Allein anhand dieser Textmenge und der ausführlichen Beschreibung der „Chancen der Windkraft auf See“ ist ebendiese de facto deutlich überrepräsentiert. Das Wort „Chancen“ taucht im Übrigen nur in den 13 Textseiten zu Offshore-Windenergie auf. Inhaltlich gibt dieses, etwas längere Zitat aus dem Anhang A2 die von den ÜNB bevorzugte Marschrichtung wieder:

So können durch eine Priorisierung der Offshore-Windenergie oder durch die kooperative Nutzung von Flächen weitere für die Offshore-Windenergie nutzbare Flächen bereitgestellt werden. Vor dem Hintergrund der Erforderlichkeit dieser Gebiete für die Erreichung der Klimaneutralität in den Szenarien A 2045 und B / C 2045 ist eine Festlegung zusätzlicher Gebiete (bspw. innerhalb des bis 2035 befristeten Schifffahrtvorranggebiets SN10) allerdings frühzeitig notwendig. Denn für eine Realisierung eines oder mehrerer potenzieller Offshore-Netzanbindungssysteme zur Erschließung der bedingten Vorranggebiete in der Schifffahrtsroute SN10 käme eine internationale Entscheidung in 2035 über verkehrlenkende Maßnahmen möglicherweise zu spät. Um mit der Projektierung, mit dem Ziel einer fristgerechten Inbetriebnahme spätestens in 2045, beginnen zu können, ist daher eine belastbare Entscheidungsfindung bereits vor 2035 einzuleiten.

Ich folge dieser Marschrichtung in keinsten Weise und halte „eine Priorisierung der Offshore-Windenergie“ aus mehreren Gründen für einen strategischen Fehler. Diese ist mitnichten für die „Erreichung der Klimaneutralität 2045“ erforderlich. Der Mahnung der ÜNB, spezifische Entscheidungen (s.Zitat) zu beschleunigen sollte die BNetzA nicht folgen, weil dies vollendete Tatsachen schafft und letztendlich Planung und Bau weiterer Nord-Süd-Trassen legitimiert.

Windenergie auf See ist zweifellos ein wichtiger Bestandteil auf dem Weg zur CO₂-Neutralität Deutschlands. Ein Ausbau auf über 70 GW in 2045 ist jedoch deutlich überzogen. Dieser Ausbau

- schädigt die Umwelt deutlich stärker als alle EE-Alternativen, insbesondere PV.
- ist deutlich kostspieliger als diese Alternativen, was ohne Zweifel Auswirkungen auf zukünftige Strompreise haben würde.
- ist grundsätzlich an die Schaffung weiterer Infrastrukturelemente (im Text ausführlich beschrieben) geknüpft, was bei nicht (rechtzeitiger) Verfügbarkeit dieser Strukturen die Gefahr der Produktion großer Mengen „Ausfallenergie“, die vom Verbraucher bezahlt werden muss, in sich birgt.
- bietet vorzugsweise Großunternehmen und Großinvestoren gute Chancen der Kapitalverwertung und lässt den von Herrn Habeck zu Protokoll gegebenen Ansatz von „mehr Bürgerenergie“ als Feigenblatt erscheinen.
- gefährdet damit potenziell den sozialen Frieden in Deutschland, weil er ein weiteres geeignetes Mittel ist, Reichtum weiter von unten nach oben zu transferieren.

B16: Photovoltaik und die verpassten Chancen Bürgerenergie

Das Wort „Bürgerenergie“ taucht im gesamten Text kein einziges Mal auf. Die Photovoltaik, die m.E. auf mindestens 1 TWP (2045) ausgebaut werden müsste und, entsprechenden politischen Willen vorausgesetzt, auch könnte, fristet im Gesamttext ein Schattendasein. Im Gegensatz zur Windkraft auf See scheinen die ÜNB interessenbedingt keine detaillierteren Pläne zum PV-Ausbau in der Schublade zu haben.

Das Zitat S. 64, Mitte stellt m.E. eine unzureichende und wenig zeitgemäße „Differenzierung“ der PV-Technologie dar:

PV-Anlagen werden grundsätzlich nach den Kategorien Aufdach- und Freiflächen-PV differenziert betrachtet.

Der Entwurf des Szenariorahmens begnügt sich mit altbekannten Allgemeinplätzen und weist für eine vollständig dekarbonisierte Energiewirtschaft nicht auskömmliche Ausbaupfade aus. Mahnungen an die Politik, „Dinge zu beschleunigen“, wie sie in den Textabschnitten zur Offshore-Windkraft gehäuft zu finden sind, fehlen hier vollständig. Das lässt tief blicken.

Ich fordere die BNetzA als Behörde auf, dieses Missverhältnis im Zuge der Genehmigung zu adressieren und durch Berücksichtigung von Konsultationsvorschlägen zum beschleunigten PV-Ausbau zu beheben. Meine, durch Hochrechnungen begründete Zielfunktion für 2045 habe ich bereits benannt. Im Einzelnen geht es dabei u.a. um folgende Aspekte, die im genehmigten Dokument näher zu spezifizieren wären:

- Die konsequente Nutzung aller geeigneten Dachflächen, was sich u.a. durch eine weniger bürokratische und restriktivere Gesetzgebung hinsichtlich des Aspekts Mieterstrom bewerkstelligen ließe.
- Die Nutzung von Fassaden und Verkehrswegen für PV,
- Die duale Verwendung landwirtschaftlicher Nutzflächen für PV (Agri-PV).

Ich betone an dieser Stelle nochmals, dass die Behauptung der ÜNB, es gebe Flächenrestriktionen für den EE-Ausbau unter Bezugnahme auf die unter B6 verlinkten Dokumente, nicht der Wahrheit entspricht.

B17: Speicher

Es ist zunächst begrüßenswert, dass Speicher in den letzten Szenariorahmen verstärkt thematisiert werden. Dennoch erlaube ich mir den Hinweis auf eine unzureichende Kategorisierung von Speichern. Die bloße Unterscheidung in PV-Heimspeicher und Großbatteriespeicher ist nicht zielführend. Meine wesentliche Kritik bezieht sich auf das Nicht-Erwähnen der Notwendigkeit von Langzeitspeichern, die Erzeugungsschwankungen im Jahreszyklus ausgleichen. Des Weiteren haben Speicher technisch sehr viel mehr Erscheinungsformen zu bieten als nur Batteriespeicher. Neben Wasserstoff gibt es einige erfolgversprechende Ansätze auf chemischer Energie beruhender Speichermethoden. Wärmespeicher werden ebenso nicht genannt. Es wird vielmehr der Eindruck erweckt, alleine BHKW könnten den Bedarf an Niedertemperaturwärme decken.

Auf Seite 92 unten heißt es:

Es wird angenommen, dass das Verhältnis aus Speicherkapazität zu installierter Leistung sowohl bei Großbatterie- als auch bei PV-Heimspeichern ca. 2 kWh / kW beträgt.

Die Notation dieser Formel ist ein klarer Fortschritt im Vergleich zu vorhergehenden Szenariorahmen, weil sie indirekt mit der Botschaft verbunden ist, dass nicht die Leistung in Kilowatt die entscheidende Kenngröße eines Speicher ist, sondern dessen Kapazität in Kilowattstunden.

Wendet man die Formel jedoch an, findet man schnell heraus, dass die in Tabelle 29 angegebenen Leistungswerte, besser die daraus resultierenden Kapazitäten bei weitem nicht ausreichen, um z.B. dem unter C1 beschriebenen Szenario einer wintertragsarmen Winternacht erfolgreich zu begegnen. Hierzu wären nach meiner groben Schätzung Speicher mit Kapazitäten im einstelligen Terawattstunden-Bereich vonnöten.

B18: Versorgungssicherheit

Dieses Zitat auf Seite 96, Mitte bewerte ich als Kapitulation vor den Aufgaben, die an einen Szenariorahmen zu stellen sind.

Die Aufgabe des Netzentwicklungsplans und seines Szenariorahmens ist es nicht, die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit sowie den Bedarf und die Wirkung von Investitionsanreizen im Zeitverlauf zu bewerten.

Dass die Versorgungssicherheit **keine**, die im Sinne der großen Anbieter und industriellen Verbraucher fokussierte Organisation des Strommarktes (dieses Paradigma zieht sich durch den gesamten Text) die **Hauptrolle** spielt, dürfte nicht nur bei mir, sondern bei vielen Konsultationsteilnehmern erhebliche Irritationen erzeugen. Die oben zitierte Aussage hat meiner Ansicht nach Potenzial, juristisch näher untersucht zu werden. Es kann nicht sein, dass ein Szenariorahmen, der erheblichen Einfluss auf die weitere Ausgestaltung der deutschen Energiewirtschaft hat, das Thema Versorgungssicherheit nonchalant umschiffet.

Zur Bekräftigung heißt es weiter auf Seite 96:

In diesem Szenariorahmenentwurf wird allerdings keine eigene Analyse vorgenommen, welches Maß an Flexibilität von Stromverbrauchern oder welche Höhe an regelbarer Kraftwerksleistung oder Speichern langfristig zur Wahrung der Versorgungssicherheit notwendig bzw. kostenoptimal ist.

Dann haben die ÜNB in diesem Punkt grandios versagt.

B19: Innereuropäischer Stromhandel

Zitat, S. 98, oben:

Zukünftig sollen die dem grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten daher deutlich ansteigen. Das EU-Legislativpaket „Saubere Energie für alle Europäer (Clean Energy for all Europeans Package)“ sieht unter anderem vor, dass spätestens ab 31.12.2025 mindestens 70 % der Leitungskapazität für den Handel zwischen den europäischen Marktgebieten genutzt werden kann.

Das ist eine weitere Aussage, die den weiteren Ausbau der Übertragungsnetze als unausweichlich erscheinen lässt. Ich widerspreche dem, weil die zwischen Deutschland und seinen Anrainern ausgetauschten Strommengen in den letzten Jahren stark rückläufig waren. Demzufolge halte ich das Ansinnen eines europäischen Verbundnetzes a la Kupferplatte und den dadurch motivierten Netzausbau für unsinnig. Im Übrigen sollte jeder Nationalstaat in eigenem Interesse seine Stromversorgung so organisieren, dass weder die Notwendigkeit umfangreicher Stromim- noch Exporte besteht.

B20: Auf Seite 99, Mitte erläutern die ÜNB die „zwei grundsätzlich verschiedenen Entwicklungspfade“ der europäischen Energiewirtschaft.

Das Szenario Global Ambition gestaltet die Energiewende auf internationaler Ebene. Die Erzeugung von Strom ist dabei durch große Offshore-Windparks und PV-Anlagen geprägt.

...

Im Szenario Distributed Energy liegt der Fokus auf dem Einsatz von dezentralen Technologien. Ziel ist im Gegensatz zu Global Ambition eine europäische Energieautonomie und somit eine geringe Abhängigkeit vom globalen Energiehandel und -importen. Die Umsetzung erfolgt durch einen maximalen Ausbau der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien besonders auf lokaler Ebene, der durch lokale Initiativen von Gemeinden und Kommunen angetrieben wird. Daher wird ein besonderer Fokus auf Photovoltaik im Zusammenspiel mit Batteriespeichern und die Energieerzeugung zum Eigenverbrauch („Prosumer“) gelegt.

Das Szenario „Distributed Energy“ findet meine volle Zustimmung.

Die ÜNB ordnen ihren Szenariorahmen wie folgt ein – Zitat S. 100, oben:

Für die Abbildung des europäischen Auslands im NEP 2037 (2023) schlagen die ÜNB vor, das Szenario Distributed Energy in allen Szenarien zu verwenden, da dieses Szenario aus Sicht der ÜNB das passendste Auslandsszenario zur angenommenen deutschen Entwicklung darstellt und gleichzeitig die europäischen Klimaziele durch die gewählte Top-Down Szenarioarchitektur abdeckt.

Dieser Einordnung kann ich nach intensiver Sichtung des Gesamttextes nicht folgen. Gelinde gesagt halte ich sie für eine Frechheit.

C – Ungereimtheiten in den Zahlen

C1: Die ÜNB weisen für das Szenario B/C 2045 eine Erdgas/Wasserstoff-Erzeugerkapazität von 34,6 GW aus; S. 24 Tabelle 1. Dem steht ein prognostizierter Nettostromverbrauch von 1.064,5 TWh und mithin mehr als eine Verdopplung des Verbrauchs gegenüber dem Referenzjahr 2020 entgegen. Skaliert man die Minimal- und Maximallast (vorsichtig) nur um dem Faktor 1,5 nach oben, ergeben sich

$$P_{\min} = 37,3 \text{ GW} * 1,5 = 55,95 \text{ GW}$$

$$P_{\max} = 82,0 \text{ GW} * 1,5 = 123,0 \text{ GW}$$

Die Zahlen wurden den 2020iger-Daten von Agora-Energiewende entnommen.

Photovoltaik liefert in der Nacht bekanntlich keine Erträge, während Sie als Behörde vor einigen Jahren der Windkraft eine Reliabilität von ca. 1% unterstellten. Ich billige der Windkraft – aufgrund der Sichtung der Agora-Energiedaten über mehrere Jahre – eine Verlässlichkeit von 3% zu und erhalte folgendes Ergebnis für das Szenario B/C 2045:

	Gesicherte nächtliche Erzeugerleistung [GW]
Kohle 2045	0
Gaskraftwerke B/C 2045	34,6
Sonstige konventionelle Erzeuger 2045	0,8
Photovoltaik	0
Wind (3% der nach B/C 2045 installierten Leistung)	6,6
Wasserkraft 2045	5,3
Biomasse 2045	2
Summe	49,3

Pumpspeicher habe ich aus den in B9 genannten Gründen nicht in die Rechnung einbezogen, weil man nicht davon ausgehen kann, dass die Speicher zur Verfügung stehen.

Schon im günstigsten aller angenommenen Fälle (Leistungsskalierungsfaktor kann und wird vermutlich höher als 1,5 sein + ich habe nur den nächtlichen Minimalwert aus den Agora-Daten für die Rechnung verwendet, nicht höhere nächtliche Bedarfswerte, die gerade im Zusammenhang mit winterlichen kalten Dunkelflauten auftreten können) ergibt sich ein **Leistungsdefizit von 55,95 GW – 49,3 GW = 6,65 GW**, das, unausgeglichen sofort zu einem Blackout im deutschen Stromnetz führen würde. Realistisch dürften bei Umsetzung des Szenario B/C 2045 Defizite von **10 bis 20 GW** auftreten, die weiterer Erörterung bedürfen. Die im Rahmen der mündlichen Konsultation u.a. von Herrn Dr. Klein abgegebenen Erklärungen (Wetter ist nicht überall in Europa gleich → die Lücke lässt sich demnach durch (EE?) Importe decken) haben mich nicht überzeugt. Ebenso wenig hilft der auf Seite 83 oben gegebene, etwas nebulöse Hinweis auf „sogenannte lastnahe Reserven“, die weder der Erzeugungsart nach qualitativ benannt noch in ihrer Leistung quantitativ näher beziffert werden.

Es fehlen nach obiger Rechnung schlicht kontinuierliche Erzeugerkapazitäten, die nicht unbedingt auf Gaskraftwerken basieren müssen. Alternative Technologien wie Expansionskraftwerke kämen hierfür infrage. M.E. liegt ein Teil der Lösung in einem anderen, deutlich ausgeweiteten Speicherkonzept, das sich im Entwurf der ÜNB aber nicht wiederfindet. Von Langzeitspeichern ist z.B. überhaupt nicht die Rede.

C2: Prognostizierte Volllaststunden

In Tabelle 21, S. 61 treffen die ÜNB Prognosen über Volllaststunden, die nach Analyse der Agora-Daten der letzten Jahre m.E. nicht haltbar sind. Unstrittig ist, dass die Volllaststunden für Windkraftanlagen technologiebedingte Reserven bieten, jedoch bei weitem nicht in dem Maße, wie behauptet.

Die Rückrechnung der Volllaststunden aus der tatsächlich erzeugten Energiemenge, dividiert durch die im betreffenden Jahr installierte Leistung, ergibt folgendes Bild (Angaben in Stunden):

Jahr	Wind onshore	Prognose ÜNB (2045)	Wind offshore	Prognose ÜNB (2045)	PV	Prognose ÜNB (2045)
2012	1.619	2.500	anteilig in onshore-Wert enthalten	4.000	774	950
2013	1.543				847	
2014	1.484		953			
2015	1.719		2.485		987	
2016	1.492		2.905		943	
2017	1.767		3.315		943	
2018	1.763		3.016		1.022	
2019	1.909		3.307		922	
2020	1.899		3.487		946	

Ich zweifle die Annahmen der ÜNB anhand der aus realen Daten generierten Vergleichswerte an und bitte um Korrektur bzw. eine plausible Begründung, die die Annahmen rechtfertigen. Im Übrigen gibt auch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) auf Seite 68 unten nur 3.100 Volllaststunden für Offshore-Windkraftanlagen in einem bestimmten Seegebiet zu Protokoll.

Kritiklos mit falschen Eingangsparametern weiter zu rechnen (wie in Tabelle 27, S. 79, letzte Spalte prognostizierte Erzeugungsmengen), führt zwangsläufig zu falschen, im konkreten Fall zu zu optimistischen Schlussfolgerungen, deren Korrektur immense volkswirtschaftliche Kosten verursachen kann.

Der Annahme, dass sich die Volllaststunden für Biomasse nahezu halbieren werden, was auf einen zukünftig diskontinuierlichen, mehr bedarfsbezogenen Betrieb hindeutet, stimme ich zu.

In der Hoffnung, Ihnen mit diesem Konsultationsbeitrag weiter geholfen zu haben, verbleibe ich

mit freundlichen Grüßen

I. Müller, Team Orangebuch

Wir werden unsere Konsultationsbeiträge auf unserer Website www.orangebuch.de veröffentlichen.