



500004

Online-Einwendung

Verfahren: Szenariorahmen_2037_2045
Aktenzeichen: 4.14.01.01/001 SR 2037 2045
Aktennummer: 500004

Eingangsdatum: 26.01.2022
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation: keine, Bürger
Anrede: Herr
Titel:
Vorname: Dieter
Nachname: Brückner
Straße, Hausnummer / Postfach: Prüfeninger Str. 88b
PLZ, Ort: 93049, Regensburg
E-Mail: dieterbrue@aol.com
Telefon:
Veröffentlichung: zugestimmt

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 0

Stellungnahme: Sehr geehrte Damen und Herren,
beim Lesen des Entwurfs der Übertragungsnetzbetreiber für den Szenariorahmen zum NEP Strom 2037 ..., Version 2023 fielen mir folgende, m.E. nicht schlüssige Inhalte auf:

1. Im Kapitel 3.3.4 Verkehr wird der Bedarf für Bahnstrom in Tabelle 9 nicht bzw. nur moderat steigend angenommen. Dies erscheint nicht plausibel wenn die heute noch mit Diesel/Diesel-Hybrid betriebenen Strecken (> 10% des Gesamt-Netzes) elektrifiziert oder mit Batterie-elektrisch betriebenen Zügen betrieben werden sollen. Da die neue Regierung auf einen Anstieg des ÖPNV setzt, der dann ebenfalls mehr elektrische Energie benötigt, hätte ich insgesamt höhere Bedarfe erwartet.
2. Im Kapitel 3.3 Sektorale Stromverbräuche wird der Bedarf für den Umwandlungssektor im Kapitel 3.3.5 zu Null gesetzt. Da der Energiebedarf zur Deckung der Ewigkeitslasten aus dem 2018 beendeten Steinkohle-Abbau (Grubenwasser-Management) aber nicht unerheblich ist und regional in den früheren Fördergebieten zu hohem Leistungsbedarf führt, stellt sich die Frage wo dieser abgebildet wurde? Im Kapitel 5 konnte ich dazu keinen Hinweis finden. Bitte um Klärung bzw. Korrektur wenn diese Punkte für die Modellierung relevant sind.

Mit freundlichen Grüßen
Dieter Brückner



500005

Online-Einwendung

Verfahren: Szenariorahmen_2037_2045
Aktenzeichen: 4.14.01.01/001 SR 2037 2045
Aktennummer: 500005
Eingangsdatum: 30.01.2022
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede: Herr
Titel:
Vorname: Hans
Nachname: Roermernann
Straße, Hausnummer / Postfach: Klaus-Groth Strasse 6
PLZ, Ort: 23769, Fehmarn
E-Mail: hans.roermernann@web.de
Telefon:
Veröffentlichung: zugestimmt

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 0

Stellungnahme: Die Energiewende die die wichtigste Zukunftaufgabe für uns alle, um weiter fortzuschreiten gibt es leider organistorische, regulatorische, planerische und technische Hindernisse. Ich möchte nur von mir sprechen, was ich mir z.B.wünschen würde: Elektroautos als Netzpuffer oder Speicher mit bidektionaler netzdienlicher DC Ladebox, einen Stromzähler mit vehinle to grid funktion und Netzbetreiber, die das zulassen.



500016

Online-Einwendung

Verfahren: Szenariorahmen_2037_2045
Aktenzeichen: 4.14.01.01/001 SR 2037 2045
Aktennummer: 500016

Eingangsdatum: 11.02.2022
Versandart: 10. Webformular

Klassifizierung:

Absender

Organisation: Pirvat BI keine oberirdischen 380 KV Ltg am Teuto
Anrede: Herr
Titel:
Vorname: Gerhard
Nachname: Theiling
Straße, Hausnummer / Postfach: Am Sonnenhang 8
PLZ, Ort: 49176, Hilter - Borgloh
E-Mail: Gerhard.Theiling@kabelmail.de
Telefon: 0170 522 9648
Veröffentlichung: zugestimmt

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 0

Stellungnahme:

Sehr geehrter Herr Homann,

das Szenario war mir zu kurz gegriffen.

Die Technik der HGÜ Leitungen ermöglicht es uns ein Netz von Nord Europa bis über die Alpen aufzubauen.

Jedes Gebiet hat seine eigenen Möglichkeiten der ökologischen Stromerzeugung von Wasserkraft über Geothermie bis Schwerkraft - und Solar Kraftwerksanlagen. Felder für Solar Anlagen in den Städten und Schwerkraft Kraftwerke in den Alpen der Schweiz und Österreich.

Beispiel

Eine Professorin, die im Club of Rome tätig war oder auch noch ist, hat einen Vorschlag gemacht, dass man die alten Braunkohlereviere in der Nähe von Köln und auch im Osten unseres Landes renaturieren kann und jeweils ein Schwerkraft Kraftwerk dort realisiert. Dort werden dann Arbeitsplätze im Naherholungsbereich geschaffen und auch die dringend benötigten Speicher für die Elektrische Energie geschaffen.

Dort ist ein großes Loch in der Erde, wo man dann den benötigten unteren See und auf dem Rand der Grube den 2. Speichersee einrichten kann. Das ist ein großer Vorteil, da so was zu bauen sehr viel kostet. Am Rand der Grube besteht dann auch die Möglichkeit Windkraftanlagen zu bauen eventuell Solarstrom Paneelen zu realisieren.

Nach Fertigstellung ist es dann auch zukünftig ein Naherholungsgebiet.

Der Vorteil ist das das große Loch vorhanden ist und das gesamte Gelände den Netzbetreibern gehört. Hier würden dann auch die Ersatz Arbeitsplätze geschaffen, die ständig in der Presse nachgefragt werden. Das gesamte Gelände würde sich dann als Nah Erholungsgebiet darstellen.

Gerhard Theiling

Am Sonnehang 8

49176 Hilter

Gerhard.Theiling@kabelmail.de



500019

Online-Einwendung

Verfahren: Szenariorahmen_2037_2045
Aktenzeichen: 4.14.01.01/001 SR 2037 2045
Aktennummer: 500019

Eingangsdatum: 13.02.2022
Versandart: 10. Webformular

Klassifizierung:

Absender

Organisation: netzentlaster.de
Anrede: Herr
Titel:
Vorname: Marcel
Nachname: Krenzin
Straße, Hausnummer / Postfach: Lassaner Str. 10
PLZ, Ort: 12621, Berlin
E-Mail: griense@yahoo.de
Telefon:
Veröffentlichung: zugestimmt

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 0

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

ich begrüße die Untersuchungen zur Netzentwicklung und möchte einen Beitrag für einen Bereich leisten, der meines Erachtens auch im vorliegenden Plan deutlich unterschätzt wird.

Im Bereich der Haushalte wird der Einfluss insbesondere der Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge beschrieben.

Im Bereich GHD -verständlicherweise- vor allem die Möglichkeiten der großen industriellen Verbraucher zur Lastverschiebung und -Abschaltung.

Nach meiner Kenntnis wurden allerdings im Besten Fall eine Lastverschiebung im Bereich DSM durch einen veränderten Strompreis (Referenz Spotmarkt) oder -im größeren Bereich- durch Flexibilisierungsoptionen durch 'zu bezahlende' Anpassungen des Lastverhaltens der Verbraucher betrachtet.

Ein Aspekt wurde leider nicht hinreichend einbezogen, dass eine aktive Überhöhung der Spotmarktpreise einen Anreiz zu einer Lastverschiebung der Verbraucher führen würde. (Verstärkung DSM)
- im Bereich GHD werden die meisten Kunden bereits Leistungsgemessen (1/4h Werte)
- bei den Haushalten soll sukzessive das smartmeetering durchgesetzt werden.

Es existieren somit bereits die technische Voraussetzungen um eine Lastverschiebung zu realisieren.

Ein Hebel

der bei einem marktorientierten Ansatz die Spotmarktpreise überhöht(!) könnte deutlichere Ansätze für eine netzangepasste Stromabnahme (gerad im Bereich EV, aber auch -zumindest temporär zur Abfederung von Spitzen- im Bereich WP) durch eine Lastverschiebung bewirken.

Solche ein Hebel,

müsste nicht einmal als neue Umlage erfunden werden, sondern könnte über die Netzentgelte abgebildet werden.

Dies wäre vollkommen aufkommensneutral und würde keine zusätzlichen Kosten verursachen.

Beispielhaft sei hier -rein zur Erläuterung- netzentlaster.de erwähnt. Durch Änderung der Netzentgeltverordnung könnten Verbraucher bei grüner Stromampel(geringer Last) von Netzentgelten vollständig entlastet werden und dafür bei roten Phasen (hohe Last) eine entsprechend (ca. 3fach) höhere Netzentgelten belastet werden.

Somit erhielte der Endverbraucher einen sehr deutlichen Preishub und hätten einen wesentlichen Anreiz Ihren Verbrauch der fluktuierenden Erzeugung anzupassen.

Als weiter Vorteil wäre noch eine hohe Allokationswirkung zu benennen, da die Netzentgelte für das jeweilige Netzgebiet bestimmt werden und auf die Anforderungen dessen (z.B. hoher PV-Anteil in einzelnen Verteilnetzen) Rechnung getragen würde.

Dies könnte sofort umgesetzt werden und heute schon im Bereich der RLM Kunden die Potentiale heben und perspektivisch die Haushalte erschließen.

Übrigens wäre dies bei Einspeisern aus dezentraler Erzeugung umgekehrt anwendbar und eine Allokationswirkung für einen 'zur Netztypologie passenden' Zubau von dezentralen Erzeugern in den jeweiligen Verteilnetzen sorgen.

Perspektivisch wären lokale Speichertechniken direkt im jeweiligen Verteilnetz sogar besser wirtschaftlich darstellbar.

Diese Varianten sollten untersucht werden
-oder besser- gleich die Potentiale durch Änderung der Netzentgeltverordnung stufenweise eingeführt werden.

Vielen Dank

Mit freundlichen Grüßen



500026

Online-Einwendung

Verfahren: Szenariorahmen_2037_2045
Aktenzeichen: 4.14.01.01/001 SR 2037 2045
Aktennummer: 500026

Eingangsdatum: 14.02.2022
Versandart: 10. Webformular

Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede: Herr
Titel:
Vorname: Tomi
Nachname: Engel
Straße, Hausnummer / Postfach: Gut Dutzenthal Haus 5
PLZ, Ort: 91438, Dutzenthal
E-Mail:
Telefon: 09165 995257
Veröffentlichung: zugestimmt

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 0

Stellungnahme: Auf Seite 107 des Szenariorahmens werden Brennstoffpreise genannt, die aus heutiger Sicht unrealistisch erscheinen.

Vor allem die Preise für Erdöl und Erdgas sollten vor dem Hintergrund bereits bestehender Verknappung und sich abzeichnender Probleme bei der Ausweitung der (internationalen) Produktionsmengen angepaßt werden.

Mit freundlichen Grüßen

Tomi Engel



500033

Online-Einwendung

Verfahren: Szenariorahmen_2037_2045
Aktenzeichen: 4.14.01.01/001 SR 2037 2045
Aktennummer: 500033

Eingangsdatum: 14.02.2022
Versandart: 10. Webformular

Klassifizierung:

Absender

Organisation: Stromnetzberater.net
Anrede: Herr
Titel:
Vorname: Carsten
Nachname: Siebels
Straße, Hausnummer / Postfach: Kiephof 8
PLZ, Ort: 30457, Hannover
E-Mail: siebels@stromnetzberater.net
Telefon: 01793456210
Veröffentlichung: zugestimmt

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme: Bei der Erstellung des neuen Netzentwicklungsplans gibt es mit den Szenarien ABC2045 erstmalig einen Ausblick auf den Endausbauzustand für eine klimaneutrale Energieversorgung. Damit sollten diese Szenarien im Mittelpunkt stehen, zumal das Übertragungsnetz ohne reduzierende Maßnahmen dann vier mal so leistungsfähig wie heute sein muss. Details finden Sie in der anliegenden Kommentierung.

1 **Stellungnahme zum Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 –**
 2 **Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vom Januar 2022**

3 Dieses Dokument weist auf wesentliche Schwachstellen des bestehenden Verfahrens der ÜNB und
 4 der Bundesnetzagentur zur Ermittlung des Szenariorahmens als Grundlage für den
 5 Netzentwicklungsplan 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 hin.

6 Die ÜNB üben darin eine weitgehende Transparenz der Darstellung von Daten und Verfahren, die zur
 7 Ermittlung des nächsten Netzentwicklungsplans eingesetzt werden sollen. Insbesondere werden
 8 neben installierten Leistungen auch Benutzungsdauern und teilweise Energiemengen angegeben.
 9 Weiter wird die vorgesehene regionale Aufteilung von Erzeugern und Verbrauchern ausgewiesen.

10 Die vorgesehenen Verfahren zur Modellierung und Analyse der Übertragungsaufgaben, die durch
 11 Wind und Sonne zunehmend zufällig werden, haben deutliches Verbesserungspotential. Es bedarf
 12 angepasster Analyseverfahren und zeitlich und regional variierender Anreize zur Erzeugung,
 13 Speicherung und Nutzung elektrischer Energie. Die Modellierung von Flexibilitäten der Erzeugung
 14 und des Verbrauchs darf nicht „irgendwie“ erfolgen, sondern muss eine Entlastung von Verteilungs-
 15 und Übertragungsnetzen sowie die sichere Stromversorgung zum Ziel haben. Insbesondere ist bei der
 16 Modellierung der Flexibilitäten darauf zu achten, dass zusätzliche Anwendungen wie die Herstellung
 17 von Wasserstoff mittels Elektrolyse und die direkte Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre (DAC)
 18 nur in Zeiten ausreichender Strombereitstellung aus regenerativen Quellen sinnvoll ist.

19 Auch muss der räumliche Aspekt der Bereitstellung und Nutzung von elektrischer Energie stärker als
 20 bisher miteinbezogen werden. Es werden zwar Verfahren zur Nutzung von Flexibilitäten in
 21 Verteilungsnetzen betrachtet, aber die sehr effektive Möglichkeit der Gebotszonenaufteilung
 22 innerhalb Deutschlands wird ignoriert. Dabei bestehen heute noch keine Regelwerke zur Nutzung
 23 von Flexibilitäten. Aufgabe des Netzentwicklungsplans sollte daher sein, die Auswirkungen von freier
 24 Allokation und beliebigem Einsatz zusätzlicher Erzeuger, Verbraucher und Speicher auf das
 25 Stromnetz darzulegen. Dem wäre der Ausbaubedarf bei Anwendung zweckgebundener Regularien
 26 zur Allokation und zum Einsatz von Flexibilitäten gegenüberzustellen. Damit wäre eine Chance zur
 27 Abwägung der Vor- und Nachteile von Netzausbau und Regulierung des Strommarkts gegeben.

28 **Wesentliche Kritikpunkte**

29 **1 Erstellung der Netznutzungsfälle** 2
 30 **1.1 Abbildung der meteorologischen Randbedingungen** 2
 31 **1.2 Modellierung der Spitzenkappung Erneuerbarer Energien**..... 3
 32 **1.3 Haushaltsnahe Flexibilitäten** 3
 33 **1.4 Kürzung von EE-Erzeugung wird nicht regional betrachtet** 4
 34 **1.5 Zusatzverbrauch kann nicht vollständig aus EE gedeckt werden** 4
 35 **1.6 KWK-Anlagen** 5
 36 **1.7 Onsite-Elektrolyse** 5
 37 **2 Europäischer Rahmen**..... 6

38
 39

1

2 **1 Erstellung der Netznutzungsfälle**

3 Die Wahl der installierten Leistungen von zukünftigen Stromerzeugern auf Basis regenerativer
4 Energien sollte nach den räumlichen und meteorologischen Bedingungen erfolgen. Damit können die
5 Investitionen in neue Stromerzeugungsanlagen optimiert werden.

6 Die Allokation von neuen Stromverbrauchern ist zum Teil durch die räumliche Verteilung der
7 Bevölkerung und der Industrie gegeben. Anwendungen wie Wasserelektrolyse und Direct-Air-
8 Capture sind grundsätzlich nicht an bestimmte Räume gebunden. Für diese kommt es darauf an, wie
9 die dadurch hergestellten Gasen an die Orte der Endanwendung gelangen. Der Stromtransport steht
10 in Konkurrenz zum Wasserstoff- und Kohlendioxid-Transport, welche beide durch Pipelines oder in
11 komprimierter Form erfolgen können.

12 Im Szenariorahmen werden Maßnahmen, die garantiert den Netzausbaubedarf senken würden,
13 wegen der heute nicht vorhandenen gesetzlichen Rahmenbedingungen nicht modelliert.
14 Andererseits werden einige Maßnahmen, die im Verdacht stehen, den Netzausbaubedarf im
15 Verteilungsnetz senken zu können, auch ohne heute bestehende gesetzliche Rahmenbedingungen
16 von den ÜNB modelliert.

17 **1.1 Abbildung der meteorologischen Randbedingungen**

18 Wie in den letzten Netzentwicklungsplänen soll wieder das meteorologische Jahr 2012 mit dem
19 zugehörigen Verlauf der Nachfrage zur Grundlage genommen werden.

20 Dabei wird verkannt, dass damit die Relation von Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zum
21 Strombedarf determiniert ist. Eine zeitliche Verschiebung z. B. der Windenergieeinspeisung um 1 bis
22 3 Tage kann Phasen von Starkwind bzw. Flaute vom Wochenende auf die Arbeitswoche verschieben
23 und damit völlig andere Leistungsflüsse zur Folge haben.

24 Nachhaltiger für die Netzanalyse wäre es, mit statistischen Verfahren zu arbeiten:

- 25 - Analyse regionaler Verläufe von EE-Stromerzeugung und Strombedarf mehrerer Jahre
- 26 - Ermittlung der Korrelationsfaktoren dieser Einflussgrößen
- 27 - Kombination der Einflussgrößen mit z. B. der Monte-Carlo-Simulation

28 Das Ergebnis wären einige tausend regional differenzierte statistisch relevante Kombinationen von
29 EE-Stromerzeugung und ungesteuerter Nachfrage. Auf diese Grundlage können dann die steuerbaren
30 Einflussfaktoren aufgesetzt werden. Damit entfällt zwar die Möglichkeit zur detailverliebten
31 Modellierung thermischer Kraftwerke mit An- und Abfahrtszeiten sowie Mindestbetriebszeiten und
32 Mindeststillstandszeiten. Diese sind aber bei einem zunehmend von Erneuerbaren Energien
33 geprägten Strommarkt ohne Kernenergie- und Kohlekraftwerke nicht mehr relevant.

34 Mit der vorliegenden Modellierung auf Basis eines fixen Referenzjahres besteht die Gefahr, dass
35 besonders kritische Situationen der Versorgung und Netzbelastung nicht erfasst werden können. Mit
36 der Festlegung auf das Referenzjahr 2012 wird unabhängigen Modellierern mit begrenztem Budget
37 die Möglichkeit genommen, analoge Simulationen durchzuführen. Die Verfügbarkeit von Daten zum
38 stündlichen Verbrauch und zur stündlichen Erzeugung ist in der ENTSO-E Transparency Platform ab
39 2014 und in SMARD ab 2015 gegeben.

40 Andererseits kann die Festlegung eines Netzausbaubedarfs auf Basis einzelner Netznutzungsfälle als
41 gesichert unwirtschaftlich angesehen werden und es müssen daher die Kriterien zur Identifikation

1 von Netzausbaubedarf unter Zuhilfenahme statistischer Methoden und einer Kosten-Nutzen-
2 Bewertung angepasst werden.

3 **1.2 Modellierung der Spitzenkappung Erneuerbarer Energien**

4 Gemäß dem vorliegenden Entwurf der ÜNB erfolgt die gemäß Energiewirtschaftsgesetz von den ÜNB
5 zu berücksichtigende Spitzenkappung rein nach Auftreten von Erzeugungsspitzen der Photovoltaik
6 und der Windenergie an Land und dazu auch noch getrennt voneinander. Eine regionale
7 Differenzierung unter Berücksichtigung der Netzauslastung erfolgt nicht.

8 Dieses Verfahren dient zwar der Erfüllung der gesetzlichen Anforderung, hat aber weder im
9 Verteilungsnetz noch im Übertragungsnetz signifikante Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf.
10 Nach vorläufigen Analysen kann durch die gezielte Anwendung der Spitzenkappung eine Reduzierung
11 des Netzausbaubedarfs in Höhe der Übertragungskapazität mindestens einer Drehstrom- oder
12 Gleichstromleitung erreicht werden.

13 Nachteil des von den ÜNB angewandten Verfahrens ist, dass auch dann Stromerzeugung aus
14 Photovoltaik oder Windenergie abgesenkt wird, wenn aufgrund ausreichender regionaler
15 Stromnachfrage im Verteilungsnetz noch genügend Kapazität zur Weiterleitung an das
16 Übertragungsnetz besteht. Auch die Auslastung des Übertragungsnetzes bleibt völlig außer Betracht,
17 so dass diese Form der Spitzenkappung bezogen auf den zu identifizierenden Netzausbaubedarf
18 weitgehend wirkungslos ist.

19 Gleiches gilt auch für das Verfahren der verteilnetzorientierten Lastgangerstellung, bei der die
20 Verschiebung des Bedarfs für Elektromobilität und Wärmepumpen allein aus dem Verlauf der
21 ungesteuerten Stromnachfrage ermittelt wird. Damit wird regelmäßig Stromnachfrage in die
22 Nachtstunden verlegt, in denen definitiv keine Stromerzeugung aus Photovoltaik erfolgt und
23 Stromerzeugung aus Windenergie ungewiss ist.

24 Sicher ist nur, dass es dadurch zu zahlreichen Situationen kommt, in denen die in die Nacht
25 verschobene Nachfrage durch den Einsatz fossiler Energieträger oder grünen Wasserstoff gedeckt
26 werden muss.

27 Eine wirkungsvoll auf die Entlastung von Verteilungsnetzen abzielende Modellierung sowohl der
28 Spitzenkappung Erneuerbarer Energien als auch der Leistungsverschiebung von flexiblen neuen
29 Stromverbrauchern ist sinnvoll und ohne großen Aufwand möglich. Dazu müssen die regionalen
30 ungesteuerten und gesteuerten Stromnachfragen sowie die zufälligen Erzeugungen aus
31 Erneuerbaren Energien bereits vor der Marktsimulation miteinander kombiniert betrachtet werden.

32 **1.3 Haushaltsnahe Flexibilitäten**

33 Die im Kapitel 3.7.2 des Szenariorahmens beschriebene marktorientierte Nutzung von E-PKW,
34 Haushaltswärmepumpen und Heimbatteriespeichern für einige Szenarien wird zu einem exorbitant
35 ansteigenden Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz und auch in den Verteilungsnetzen führen.
36 Allein durch die ungleiche Verteilung von EE-Erzeugung und Verbrauch innerhalb Deutschlands wird
37 sich zu Starkwindzeiten für wenige Stunden ein sehr hoher Leistungsfluss vom Nordosten zum
38 Südwesten ergeben.

39 Ein Betrieb der PV-Batteriespeicher von Haushalten und die Ladung von E-PKW mit dem Ziel der
40 Begrenzung des Leistungsaustauschs mit dem Niederspannungsnetz kann dagegen sowohl
41 kurzfristige Bezüge aus dem Verteilungsnetz als auch kurzfristige Lieferungen von
42 Leistungsüberschüssen an das Verteilungsnetz signifikant reduzieren. Damit wären sowohl
43 Übertragungsnetz als auch Verteilungsnetz entlastet.

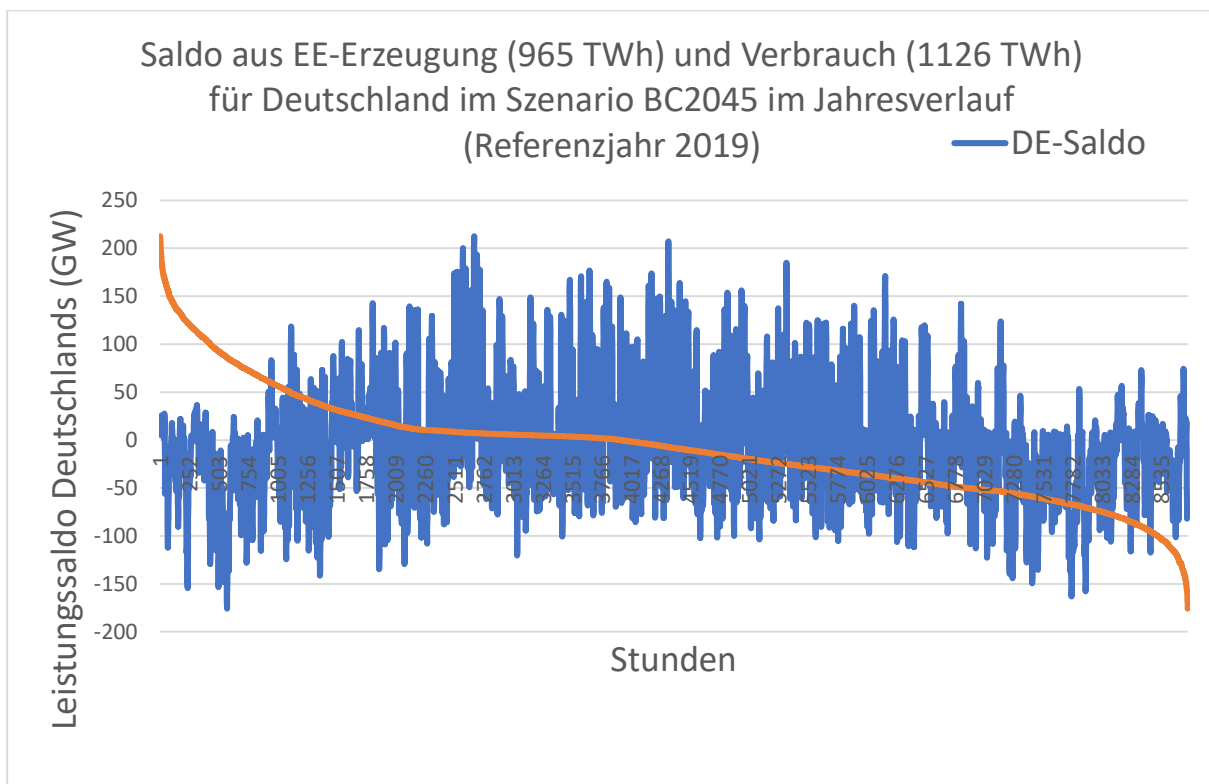
1 **1.4 Kürzung von EE-Erzeugung wird nicht regional betrachtet**

2 Sowohl die – unzulänglich modellierte - Spitzenkappung als auch die marktseitige Einsenkung der
3 Einspeiseleistung von EE-Anlagen werden im Modell der ÜNB wahrscheinlich wieder
4 diskriminierungsfrei ohne Berücksichtigung unterschiedlicher Erzeugungskosten und räumlicher
5 Differenzierung erfolgen.

6 Bei einer regional differenzierten Spitzenkappung und marktseitigen Einsenkung unter
7 Berücksichtigung der Auslastungen im Übertragungsnetz kann der Übertragungsbedarf und damit
8 vermutlich auch der Netzausbaubedarf massiv verringert werden.

9 **1.5 Zusatzverbrauch kann nicht vollständig aus EE gedeckt werden**

10 Das Saldo der EE-Erzeugung und des Verbrauchs (Residuallast) in Abbildung 1 wurde aus den
11 regionalisierten Leistungsprofilen von Verbrauch und EE-Erzeugung im Jahr 2019 unter Beachtung
12 der im Szenario B2035 genehmigten und ausgewiesenen regionalen installierten Leistungen und
13 Energiemengen modelliert. Klar zu erkennen sind Zeiten massiver Leistungsüberschüsse im
14 Sommerhalbjahr durch Photovoltaik. Die höchste Nachfrageleistung tritt im Winter auf.



15

16 *Abbildung 1: Residuallast Deutschlands vor Kraftwerken, KWK, Speichern und marktseitigen Einschränkungen (eigene*
17 *Berechnungen)*

18 Die Jahresdauerlinie der Residuallast weist für weniger als 4.000 h/a Leistungsüberschüsse auf. Direct
19 Air Capture-Anlagen, deren Betrieb mit 7.000 h/a (S. 52) angegeben wird, müssten daher mit
20 importierter Energie oder bereits gespeicherter Energie betrieben werden.

21 Bilanziell kann der ungesteuerte Strombedarf Deutschlands zwar zu einem großen Anteil aus
22 Erneuerbaren Energien gedeckt werden, im zeitlichen Verlauf erweist sich aber, dass die Volatilität
23 der vorherrschenden erneuerbaren Energiequellen Wind und Sonne eine zeitgerechte Versorgung
24 erschwert.

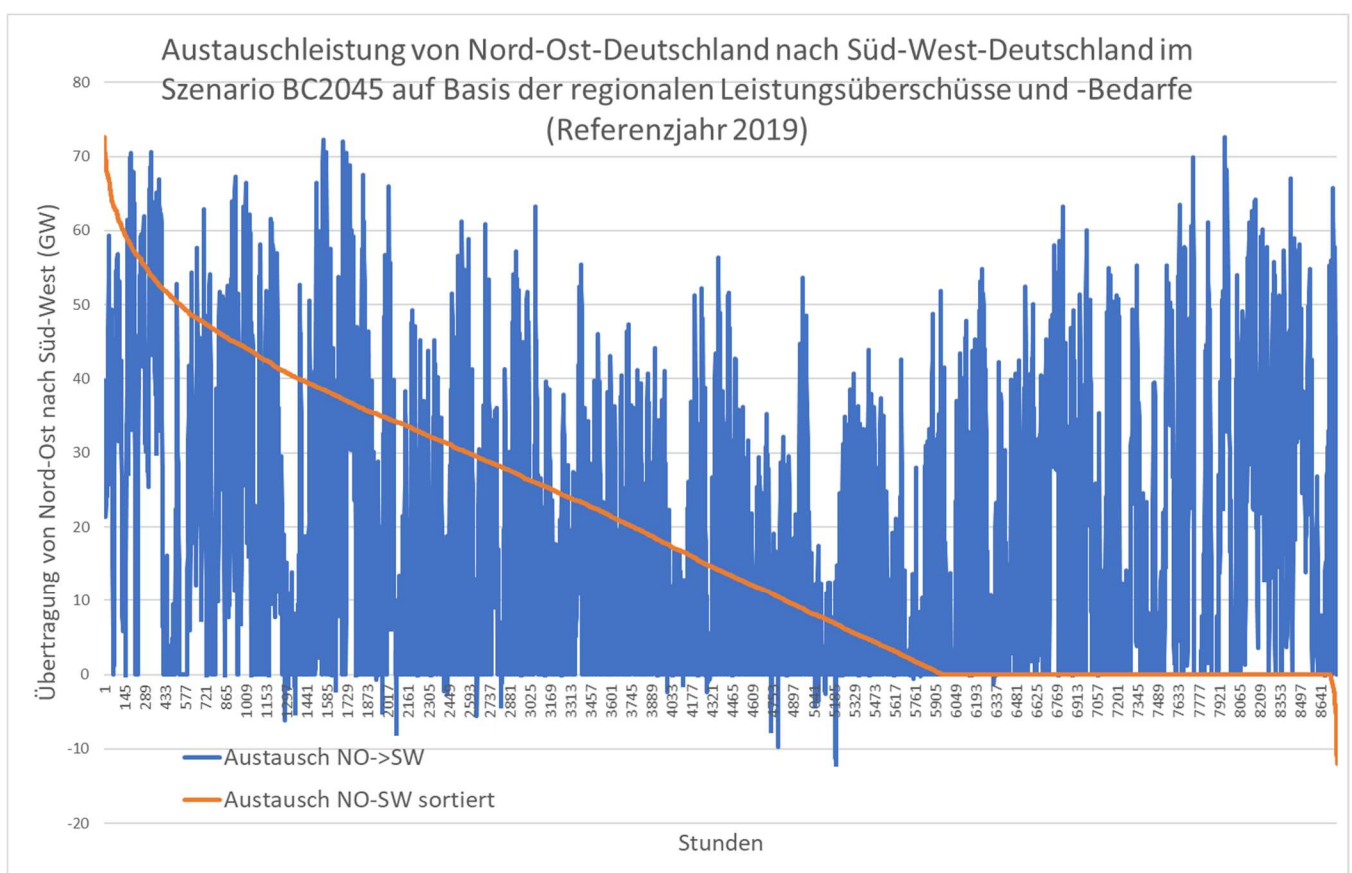
1 Bei der Vorgabe der Leistungen und Energiemengen neuer Verbraucher muss ebenso wie bei der
 2 Modellierung berücksichtigt werden, dass nicht zusätzlicher mit fossilen Brennstoffen erzeugter
 3 Strom dafür zum Einsatz kommt.

4 **1.6 KWK-Anlagen**

5 Zu KWK-Anlagen ist im Szenariorahmen nicht ausgeführt, welche Wärmespeicher vorgesehen
 6 werden, um einen optimalen Betrieb in Abhängigkeit des Stromdargebots und Wärmebedarfs zu
 7 gewährleisten.

8 **1.7 Onsite-Elektrolyse**

9 Im Szenariorahmen wird ein Teil der Wasserelektrolyse-Anlagen am Ort des Wasserstoffbedarfs
 10 lokalisiert. Nach Abb. 19 wird von 12,9 GW Leistung im Szenario BC2045 etwa die Hälfte im
 11 Südwesten Deutschlands angesetzt. Werden diese Anlagen marktorientiert eingesetzt, müssen allein
 12 hierfür 6 GW Übertragungskapazität zusätzlich geschaffen werden.



13
 14 *Abbildung 2: Austauschleistung Nord-Ost nach Süd-West vor Kraftwerken, KWK, Speichern, internationalem Handel und*
 15 *marktseitigen Einschränkungen (eigene Berechnungen)*

16 Nach Abbildung 2 findet nahezu über das gesamte Jahr der Energieaustausch von Nord-Ost nach Süd-
 17 West statt, wenn der Bedarf im Südwesten Deutschlands vorrangig aus der überschüssigen EE-
 18 Erzeugung im Nordwesten gedeckt werden soll. Jede marktorientierte zusätzliche Nachfrage im
 19 Südwesten Deutschlands oder im südlich gelegenen Ausland erhöht diesen Transportbedarf, solange
 20 keine räumlich begrenzten Marktpreise existieren.

21 In den Zeiten ohne ausgewiesenen Austausch in Abbildung 2 haben beide Regionen zeitgleich
 22 Leistungsüberschuss oder Leistungsbedarf. Der in diesen Zeiten zu erwartende Leistungsfluss ergibt
 23 sich dann aus dem internationalen Handel und dem innerdeutschen Einsatz von Speichern und
 24 Kraftwerken.

1 2 Europäischer Rahmen

2 Auf Seite 98 des Szenariorahmens vom Januar 2022 weisen die Übertragungsnetzbetreiber auf das
3 europäische Stromverbundziel von 15 % hin. Eine eindeutige Definition dieses Wertes von 15 %
4 Stromverbundgrad gibt es leider nicht, allerdings werden in EU-Verordnung 2018/1999 Indikatoren
5 definiert, nach denen sich die Dringlichkeit von Maßnahmen zur Erhöhung des Stromverbundgrads
6 ergibt. Darin ist unter anderem festgehalten, dass für Überlegungen zum Ausbau der
7 Kuppelkapazitäten immer eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung anzustellen ist.¹

8 Wollte man den Zielwert eines Stromverbundgrades als Übertragungskapazität in Relation zur
9 installierten Erzeugungsleistung definieren, ergäbe sich im Szenario BC2045 ein Wert von
10 $620 \text{ GW} \cdot 15 \% = 93 \text{ GW}$ Kuppelleitungen von Deutschland zum Ausland. Heute existieren bereits
11 Kuppelleitungen mit 66 GW Übertragungsleistung, mit den Maßnahmen aus dem Szenario B2035
12 (2021) käme sogar ein Wert von 103 GW zustande.

13 Mit 100 GW Übertragungskapazität wäre ein Transit durch Deutschland in Höhe von bis zu 50 GW
14 möglich. Damit könnte der in Abbildung 2 ausgewiesene Wert an der Grenze zwischen Nord-Ost und
15 Süd-West von ca. 70 GW auf 120 GW im Jahr 2045 ansteigen, wenn in beiden Regionen der gleiche
16 Strompreis gilt.

17 Aktuell können hier bis zu 26 GW übertragen werden. Für das Jahr 2035 wird mit dem NEP 2035
18 (2021) eine Verdoppelung der Übertragungskapazität auf ca. 57 GW angestrebt. Ohne Beschränkung
19 des internationalen Handels durch Gebotszonen innerhalb Deutschlands müsste damit innerhalb von
20 10 Jahren wieder eine Verdoppelung der Übertragungskapazität zwischen den Überschussregionen
21 und den Bedarfsregionen Deutschlands erreicht werden.

22 Mit dem großräumigen Transport eines Leistungsüberschusses von über 100 GW aus einer bezogen
23 auf Europa kleinen Fläche von 180.000 km² wächst die Gefahr eines großräumigen Blackouts im Falle
24 einer Großstörung. Abhilfe könnten schnell startende Batteriespeicher gleicher Größenordnung in
25 den Bezugsregionen schaffen, die bei Frequenzrückgang unmittelbar Leistung für mindestens eine
26 Stunde bereitstellen.

27

28

29 Dipl.-Ing. Carsten Siebels

30 siebels@stromnetzberater.net

31 www.stromnetzberater.net

32

33 Der Autor hat über 30 Jahre im Bereich der Netzplanung für Hoch- und Höchstspannungsnetze
34 verschiedener Verbundunternehmen und Übertragungsnetzbetreiber gearbeitet und ist jetzt
35 freiberuflich als Stromnetzberater tätig.

¹ „Neue Verbindungsleitungen werden einer sozioökonomischen und ökologischen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen und dürfen nur dann gebaut werden, wenn der mögliche Nutzen die Kosten übersteigt.“



500035

Online-Einwendung

Verfahren: Szenariorahmen_2037_2045
Aktenzeichen: 4.14.01.01/001 SR 2037 2045
Aktennummer: 500035

Eingangsdatum: 14.02.2022
Versandart: 10. Webformular

Klassifizierung:

Absender

Organisation: Team Orangebuch
Anrede: Herr
Titel:
Vorname: Ingolf
Nachname: Müller
Straße, Hausnummer / Postfach: Weinbergweg 23
PLZ, Ort: 06120, Halle
E-Mail: tensormueller@googlemail.com
Telefon: 00493455599100
Veröffentlichung: zugestimmt

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme: Die Stellungnahme wurde vor wenigen Minuten per Mail an die genannte Adresse verschickt. Ich nutze dieses Formular lediglich dazu, um die Zustellung meines Konsultationsbeitrages doppelt abzusichern.

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 berechnete 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 verhöhrt 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.