

50Hertz Transmission GmbH  
Heidestraße 2  
10557 Berlin

Amprion GmbH  
Robert-Schuman-Straße 7  
44263 Dortmund

TenneT TSO GmbH  
Bernecker Straße 70  
95448 Bayreuth

TransnetBW GmbH  
Pariser Platz  
Osloer Straße 15–17  
70173 Stuttgart

Halle, 30.09.2024

# Konsultationsbeitrag

zum Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan  
Strom 2037/2045, Version 2025,  
Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber

Erstellt von Team Orangebuch  
Weinbergweg 23  
06120 Halle  
E-Mail: [team@orangebuch.de](mailto:team@orangebuch.de)

Sehr geehrte Damen und Herren,

als seit langem an der Energiepolitik Deutschlands interessierte Bürger positionieren wir uns zu Ihrem Entwurf eines Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/45, Version 2025 wie folgt. **Wir sind mit der Veröffentlichung dieses Konsultationsbeitrags einverstanden.**

## 0. Zusammenfassung

Der neue Entwurf eines Szenariorahmens zum weiteren Ausbau der deutschen Stromnetze folgt vorwiegend den betriebswirtschaftlichen Interessen seiner Autoren, der ÜNB, nicht jedoch volkswirtschaftlich dringend gebotenen Erfordernissen. Die falsche Strategie, einen Großteil der erneuerbaren Elektroenergie durch Windkraftanlagen auf See zu generieren, wurde durch einen zusätzlichen, fragwürdigen Aspekt, die totale Fokussierung auf Wasserstoff als Energieträger der Zukunft, ergänzt. Es steht damit, den Plänen der ÜNB folgend, nunmehr nicht nur ein extrem teurer Ausbau der Übertragungsnetze zur Debatte, sondern zusätzlich die Errichtung eines sogenannten Wasserstoffkernnetzes.

Das Zahlenmaterial ist nicht geeignet, das schon im letzten NEP ausgerufenen Ziel einer vollständigen Dekarbonisierung der Gesellschaft bis 2045 zu erreichen. Positiv ist anzumerken, dass die geplante Leistung der Gaskraftwerke im Text explizit benannt wurde.

Wir rufen die BNetzA als verantwortliche Behörde dazu auf, den Text kritisch zu prüfen und vor allem dort Änderungen einzubringen, die hohe zusätzliche Belastungen des Bürgers durch steigende Kosten für Strom verhindern und seine Rechte, als Prosument an der Energiewende teilzuhaben, stärken.

## 1. Allgemeine Anmerkungen

### 1.1. Bewertung des Prozesses der Netzentwicklungsplanung

Die Bundesnetzagentur hat hierfür auf ihrer Internetpräsenz eine [neue Grafik](#) veröffentlicht, die dem neu definierten Zeitrahmen gerecht wird. Die Grafik verschweigt jedoch einen sowohl im Text des Szenariorahmens als auch in der mündlichen Konsultation offen diskutierten Fakt: Die Annahmen der ÜNB, die letztendlich in Prognosezahlen münden, basieren zum Großteil auf im Vorfeld von den ÜNB gesammelten Projektmeldungen großer Unternehmen. Diese Meldungen gehen unter Ausschluss der Öffentlichkeit bei den ÜNB ein und werden als Geschäftsgeheimnis deklariert. Zwar liefert die Summation der Projektzahlen einige Anhaltspunkte für die Planung, dennoch mangelt es dieser Verfahrensweise unserer Meinung nach deutlich an Transparenz. Die Öffentlichkeit kann in dieser „Phase Null“ der Planung in keinsten Weise Einfluss nehmen.

Neben dieser Kritik am Verfahren haben wir folgende inhaltlichen Einwendungen gegen diese Praxis:

- a) Die Projektmeldungen weisen eine sehr hohe Varianz auf, was die ÜNB im Text selbst mehrfach einräumen. Sie sind demnach für Prognosen nur bedingt geeignet.
- b) Die Beiträge lokaler EE-Erzeuger am Gesamtkonzept spielen in den aktuellen Überlegungen der ÜNB fast keine Rolle mehr. Vieles läuft sogar darauf hinaus, die Kapazität lokaler Erzeuger (Biomasse, Blockheizkraftwerke) zugunsten von Großprojekten zu minimieren.

### 1.2. Bewertung der Konsultation

Verglichen mit Veranstaltungen der Vergangenheit konstatieren wir aus unserer Sicht mehr Konstruktivität und Ehrlichkeit beim Austausch von Argumenten. Wir hoffen, dass sich diese Entwicklung fortsetzt und endlich darin mündet, die bestehenden inhaltlichen Differenzen zu überwinden. Zwischen dem, was die ÜNB planen und dem, was nicht nur wir für volkswirtschaftlich vernünftig halten, besteht nach wie vor eine gewaltige Lücke. Hinsichtlich der Aspekte Windkraft auf See und der alleinigen Fokussierung auf Wasserstoff und neue Gaskraftwerke zur Absicherung einer permanenten Stromversorgung sind sie sogar größer geworden. Vor allem diese beiden Fragen sollten unter Einbeziehung unabhängiger Experten schnellstmöglich auf der Agenda einer sehr viel breiteren Öffentlichkeit erscheinen, bevor verkehrte Konzepte Fakten schaffen, die nur schwer rückgängig zu machen sind.

Interessant für uns war die Beobachtung, dass Mitarbeiter der BNetzA (namentlich vor allem Herr Dr. Doll) während der mündlichen Konsultationsrunden am 13. und 16.09.2024 immer wieder Partei für die Intensionen der ÜNB ergriffen. Wir sind der Meinung, die Behörde sollte zumindest in dieser ersten Runde der Netzausbauplanung zurückhaltender auftreten. Müssten die ÜNB ihre Entwürfe selbst verteidigen, würden deren betriebswirtschaftliche Interessen für die Öffentlichkeit deutlicher erkennbar. Die Parteinahme einer staatlichen Institution für die ÜNB schon am Anfang des Prozesses verleiht diesen Interessen hingegen den Anstrich gesamtgesellschaftlicher Legitimität. Wir bleiben deshalb bei unserer Einschätzung, dass die BNetzA, entgegen anderslautender eigener Beteuerungen, in ihrer Teilverantwortung für Stromnetze im Wesentlichen als Erfüllungsgelhilfe der ÜNB auftritt. Vielleicht sollten sich die BNetzA-Mitarbeiter, die für Stromnetze zuständig sind, Anregungen bei Ihren Kollegen aus dem Bereich Telekommunikation holen. Dort scheint der Verbraucherschutz, den sich die BNetzA auf die Fahne schreibt, recht gut zu funktionieren; abzulesen u.a. an den gegenläufigen Preisentwicklungen für Strom und Telekommunikation.

Wichtig wäre uns, dass die BNetzA ihre Änderungen an diesem ersten Textentwurf der ÜNB in den Folgetexten des Genehmigungsverfahrens kenntlich macht.

### 1.3. §12a Abs. 2 S. 1 EnWG

Wir zitieren:

*(2) Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung legen der Regulierungsbehörde den Entwurf des Szenariorahmens spätestens bis zum Ablauf des 30. Juni eines jeden geraden Kalenderjahres, beginnend mit dem Jahr 2024, vor. Die Regulierungsbehörde macht den Entwurf des Szenariorahmens auf ihrer Internetseite öffentlich bekannt und gibt der Öffentlichkeit einschließlich tatsächlicher und potenzieller Netznutzer, den nachgelagerten Netzbetreibern, sowie den Trägern öffentlicher Belange Gelegenheit zur Äußerung.*

Hier wird zunächst die Verzögerung des Erscheinens des Szenariorahmens um ein halbes Jahr erklärt. Grundsätzlich halten wir dieses Gesetz allerdings für dringend reformbedürftig. Es kann schlicht nicht sein, dass privatwirtschaftlich organisierte Unternehmen initial darüber zu entscheiden haben, wie die Übertragungsnetze weiter auszugestaltet sind. Genau das passiert aber, indem die ÜNB regelmäßig ihre Ideen in Form von Szenariorahmen zu Papier bringen dürfen. Wir bewerten dieses Verfahren als immensen betriebswirtschaftlichen Vorteil für die ÜNB, stellen dessen gesamtgesellschaftlichen Nutzen jedoch infrage. Im Folgetext werden wir diese These im Detail begründen. Planerische Tätigkeit für öffentliche Infrastruktur gehört in die öffentliche Hand, die eigene oder unabhängige Sachverständige damit beauftragt.

### 1.4. Treibhausgasneutralität

Der neue Szenariorahmenentwurf verfolgt das gleiche, von seinem Vorgänger erstmals ausgeführte grundlegende Ziel. Deutschland soll bis 2045 Treibhausgasneutralität erreichen. Treibhausgasneutralität bedeutet, dass kein klimawirksames Gas freigesetzt oder jeder Ausstoß ausgeglichen wird. Dabei beinhaltet der Begriff im Wesentlichen den Ansatz, durch wirtschaftliches Handeln des Menschen zukünftig kein CO<sub>2</sub> mehr in die Atmosphäre zu emittieren. Dass die vom Menschen verursachte Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Konzentration in der Erdatmosphäre die Hauptursache für den mittlerweile deutlich sichtbaren Klimawandel ist, gilt als wissenschaftlich gesicherter Fakt.

Fest steht ebenso, dass CO<sub>2</sub> überwiegend durch die Verbrennung fossiler Stoffe wie z.B. Kohle und Öl, aber auch durch industrielle Prozesse in die Atmosphäre gelangt. Daher halten auch wir es für dringend geboten, den CO<sub>2</sub>-Ausstoß durch Kohlekraftwerke, Nutzung fossiler Energieträger für den Verkehr und die Wärmeerzeugung bis spätestens 2045 auf netto Null zurück zu führen.

Unsere volle Zustimmung zum Zitat Seite 23, oben:

*Bis 2045 ist in Deutschland Treibhausgasneutralität zu erreichen.*

Ebenso S. 24 unten:

*Der Kohleausstieg wird in allen Szenarien vor 2037 abgeschlossen.*

Hingegen haben wir ein Problem mit der schon im zweiten Satz des Vorwortes (S. 12 oben) getroffenen Aussage.

*Um bis 2045 Treibhausgasneutralität in Deutschland zu erreichen, müssen wir Strom-Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW das Höchstspannungsnetz auf die zukünftigen Anforderungen und damit einen **wesentlich** höheren Transportbedarf vorbereiten und auf veränderte Erzeugungs- und Lastflüsse auslegen.*

Wir haben uns erlaubt, das Wort „wesentlich“ im Zitat hervorzuheben. Genau dort liegt des Satzes inhaltlicher Kern. Indem die ÜNB gleich zu Beginn ihres Textes einen sehr viel höheren Transportbedarf für Strom in ihrem Umfeld reklamieren, stellen sie klar: Wir müssen entsprechend viele neue Höchstspannungsleitungen bauen. Ohne Offenlegung der physikalischen Lastflüsse kann man der Aussage zustimmen oder auch nicht.

An neuen Leitungen führt nur dann kein Weg vorbei, sollte die Erzeugerstruktur mit 70+ GW Offshore-Windkraft tatsächlich umgesetzt wird. Die Alternativen hierzu diskutieren wir unter 2.3.

S. 24 Mitte

*Es wird in allen Szenarien davon ausgegangen, dass die ausländische Erzeugung der von Deutschland importierten Energieträger treibhausgasneutral erfolgt.*

Diese Annahme wird nur unter Bedingungen zutreffen, die mögliche Exportländer grüner Energieträger in die Lage versetzen, diese zu Preisen zu erzeugen und zu transportieren, die sowohl für die Exporteure auskömmlich als auch für Deutschland bezahlbar sind. Durch politische Steuerung ließen sich diese Bedingungen schaffen. Angesichts der Interessenlage aller derzeit am internationalen Energiehandel Beteiligten befürchten wir, dass entsprechender politischer Wille weder heute gegeben ist noch in absehbarer Zukunft gegeben sein wird.

Wir erinnern in diesem Zusammenhang an die von Herrn Habeck 2022 [mit Qatar geschlossenen Verträge zur Lieferung von LNG](#), deren Laufzeit sich von 2026 + 15 Jahre, sprich bis zum Jahr 2041 erstreckt.

Das Handelsblatt berichtet im Juni 2023 sogar von einem [20 Jahre laufenden Liefervertrag](#) (also bis 2043) über 3 Mrd. Kubikmeter (rund 30 TWh) LNG jährlich zwischen dem deutschen, verstaatlichten Gasimporteure Sefo und dem US-amerikanischen LNG-Produzenten Venture Global LNG.

Die LNG-Gesamtsituation beschreibt Greenpeace in einer [Publikation aus dem Jahre 2023](#). Wir befürchten, dieser Text könnte in Zukunft eher zutreffen als die im Szenariorahmen skizzierten hochfliegenden Wasserstoffpläne.

Die Fakten konterkarieren schon jetzt die oben zitierten Annahmen.

Den gleichen Optimismus verbreiten die Autoren des Szenariorahmens hinsichtlich der energetischen Abwicklung des Luft- und Schiffsverkehrs. Auf S. 51, Mitte heißt es:

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

Die ÜNB „nehmen an“ und „gehen davon aus“. Dass es im Bereich synthetischer Kraftstoffe derzeit weder im In- noch im Ausland Indizien für einen entstehenden Markt gibt, der wenigstens 10% Anteil an den gehandelten flüssigen Kraftstoffen für sich beanspruchen könnte, scheint bei der der Verbreitung solcher Floskeln wenig zu interessieren.

## 1.5. Systementwicklungsstrategie (SES) vs. Szenariorahmenentwurf

Zitat S. 23 oben:

*Anschließend erfolgt eine Einordnung der Szenariokennzahlen in die Systementwicklungsstrategie (SES) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).*

Wir konnten uns nur oberflächlich mit der Systementwicklungsstrategie (SES) des BMWK befassen, zu der es Ende 2023 ebenfalls eine öffentliche Konsultation gab. Wir stellen uns jetzt die Frage, was unter „Einordnung der Szenariokennzahlen in die SES“ genau zu verstehen ist. Passen sich die ÜNB den politischen Vorgaben der SES an oder ordnen sie ihre eigenen Vorgaben in die Politik ein?

Auf unsere diesbezügliche Rückfrage im Zuge der Konsultation vom 13.09.2024 antwortete Herr Dr. Doll (BNetzA) im Namen der ÜNB sinngemäß, dass das Primat bei der Politik liegt. Aus diesem Grund dürfte insbesondere der aktuelle Szenariorahmen aufgrund eines sehr wahrscheinlichen kommenden Regierungswechsels mit großen Unsicherheiten behaftet sein.

Herr Merz gab in einem kürzlich geführten Fernsehinterview z.B. ein deutliches Bekenntnis zum Verbrennungsmotor ab.

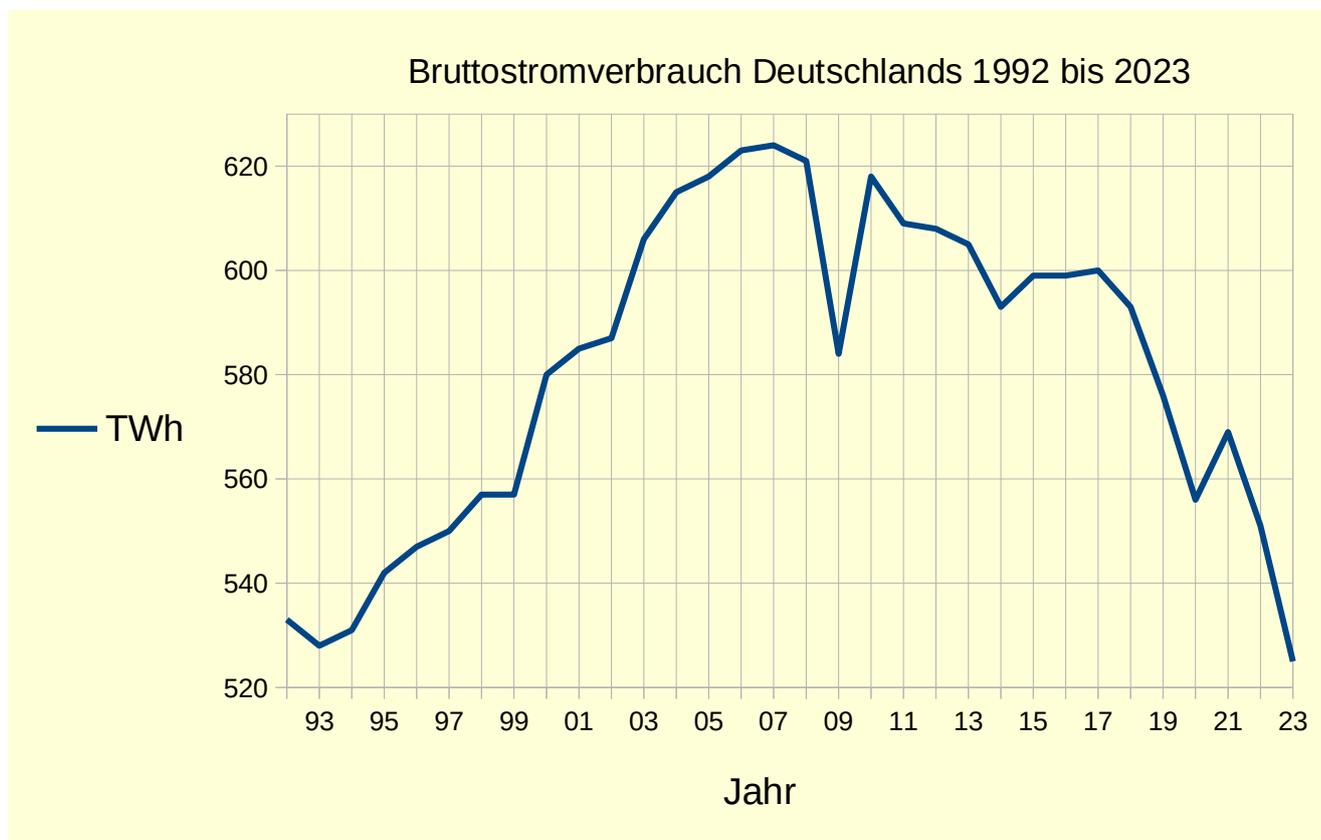
Wir haben uns allerdings gefragt, ob es legitim ist, dass sich die BNetzA als Behörde sehr gerne hinter politischen Vorgaben versteckt. Die von Herrn Dr. Doll in der mündlichen Konsultation suggerierte sehr starke Abhängigkeit der Behörde von Regierungsentscheidungen ist spätestens seit 2021 nicht mehr gegeben. Daher rufen wir die BNetzA auf, ihre neuen Freiheiten zum Wohle der Bürger Deutschlands einzusetzen. Sollte sich die Behörde dagegen strikt an die Weisungen einer von Merz geführten Bundesregierung halten, können wir die Energiewende als endgültig gescheitert betrachten.

## 2. Anmerkungen zur grundlegenden Strategie

### 2.1. Strombedarfsschätzungen

Wir gehen seit langem von einem in der Zukunft deutlich wachsenden Strombedarf Deutschlands aus und stellen deshalb die Prognosen der ÜNB nicht grundsätzlich infrage.

Allerdings sagen Statistiken, dass sich die Verbrauchswerte zwischen 1991 und 2023 in einem relativ engen Korridor von 530 bis 620 TWh brutto bewegt haben. Speziell im Jahr 2023 haben wir wieder das weit unter 600 TWh liegende Niveau von Anfang der 1990iger Jahre erreicht. Dieser Fakt ist im Wesentlichen auf Effizienzgewinne aber auch auf die Eintrübung der wirtschaftlichen Lage Deutschlands (Corona, Ukrainekrieg) zurück zu führen. Hinzu kommt, dass der ständig wachsende Teil des lokal selbst erzeugten und verbrauchten Solarstroms von der Statistik nur teilweise erfasst wird; sprich der vom Umweltbundesamt in Abbildung 1 ausgewiesene Bruttostromverbrauch spiegelt nicht die gesamte Realität wider.



**Abbildung 1:** Bruttostromverbrauch von 1990 bis 2023; Quelle [Umweltbundesamt](#)

Fraglich bleibt, ob der von den ÜNB für alle Szenarien prognostizierte lineare Anstieg des Bedarfs gemäß Abbildung 9, S. 36 tatsächlich so eintritt. Möglicherweise ergeben sich in den nächsten Jahren weitere Fakten, die zumindest den Startpunkt der Kurven und ggf. die Kurven in ihrer Gesamtheit nach unten verlagern. Ein solcher Fakt könnte das immer dringender notwendige Hinterfragen des systemimmanenten Wachstumsgedankens sein.

## 2.2. Das Nord-Süd-Gefälle des Stromangebotes

S. 14 oben

*Der Ausbau der erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger Stilllegung der Kern- und Kohlekraftwerke verschiebt die geografischen Einspeisepunkte und verursacht einen ansteigenden Transportbedarf maßgeblich von Nord nach Süd.*

Wir haben zur Kenntnis genommen, dass diese fundamentale Behauptung im Gegensatz zu vorangegangenen Dokumenten weniger häufig im Text vorkommt. Dennoch befassen sich die ÜNB wie gehabt seitenslang mit den Ausbauplänen der Offshore-Windkraft. Im Szenario C 2045 ist man inzwischen bei über 80 GW Nennleistung angelangt. Positiv anzumerken ist dabei, dass mit besser nachvollziehbaren Werten der Volllaststunden gerechnet wird. Ob diese jedoch der Praxis Stand halten, bleibt abzuwarten, weil der massive Ausbau von Windkraft auf See zunehmende Verschattungseffekte nach sich ziehen wird.

## 2.3. Windkraft aus See vs. Photovoltaik

S. 73 Mitte:

*Neben der landseitigen Stromerzeugung aus Windenergie und PV stellt die Offshore-Windenergie einen wichtigen Bestandteil in der Realisierung der Energiewende dar. Aus diesem Grund sind die Errichtung von Offshore-Windparks und den für die netzseitige Integration erforderlichen Offshore-Netzanbindungssystemen (ONAS) gemäß § 1 Abs. 3 des WindSeeG von überragendem öffentlichen Interesse und dienen zugleich der öffentlichen Sicherheit.*

Der Passus des „überragenden öffentlichen Interesses“ findet sich tatsächlich im [WindSeeG](#) an der genannten Stelle. Es ist überaus praktisch für die ÜNB, sich auf den Wortlaut eines Gesetzes berufen zu können, der ganz offensichtlich maßgeblich aus der Feder der eigenen Lobby stammt. Wie haben allerdings starke Zweifel, ob die Öffentlichkeit über die beiden vorhergehenden Absätze umfassend genug aufgeklärt wurde, um „überragendes öffentliches Interesse“ in Absatz 3 abzuleiten. Als Teil der Öffentlichkeit geben wir hiermit zu Protokoll, dass der nach Absatz 2 geplante massive Ausbau von Windenergieanlagen auf See bis 2030 auf 30 GW, 2035 auf 40 GW und schließlich 2045 auf 70 GW **definitiv nicht** in unserem Interesse liegt, weil die Auswirkungen dieser Strategie in jeder Hinsicht verheerend sind. Dabei nehmen wir für uns in Anspruch, in Fragen der Energiewirtschaft sachkundiger zu sein als die breite Öffentlichkeit.

Die gigantischen Ausbauziele der Offshore-Windkraft laut Tabelle 1, S. 26 bedeuten:

- Enorme Investitionskosten von 2,5 bis 4 Mrd. Euro pro GW, bei 78,9 GW (B 2045, Tabelle 22, S. 79) demnach mindestens 197 Mrd. Euro.
- Wartungskosten pro GW und Jahr ca. 100 Mio. Euro, d.h. anhand des Ausbaupfades der B-Szenarien nochmals mindestens 100 Mrd. Euro.
- Die Notwendigkeit, sehr viele weitere Höchstspannungsleitungen (ONAS = Offshore-Netzanbindungssysteme) im Umfeld der deutschen Küsten sowie in Nord – und Ostsee zu errichten. Hinzu kommen die zusätzlich erforderlichen Ferntrassen, die das unter der Bedingung 70+ GW Offshore-Windkraft unzweifelhaft entstehende Nord-Süd-Gefälle im Stromangebot auszugleichen. Diversen Schätzungen zufolge betragen die Kosten für den

Ausbau der Übertragungsnetze insgesamt mittlerweile deutlich über 300 Mrd. Euro. Die Netzentgelte werden sich bis 2045 auf der Grundlage dieser Zahlen mindestens verdoppeln.

- Verglichen mit einem alternativ möglichen stärkeren PV-Ausbau erzeugen Offshore-Windkraftanlagen deutlich größere ökologische Schäden.
- Der Ansatz, den Bürger als Prosumenten stärker in die Energiewende einzubeziehen, wird durch die Fokussierung auf eine nur für die Großindustrie umsetzbare Technologie infrage gestellt. Der Bürger soll möglichst weiterhin für Strom zahlen, den große Energieunternehmen für ihn produzieren. **Das ist unser Hauptkritikpunkt.**

Wir verschweigen an dieser Stelle nicht, dass ein zur Offshore-Windkraft alternativer PV-Ausbau in der Gesamtabrechnung unter Nutzung aktueller Eingangsgrößen ähnlich kostenintensiv wäre. Unter Berücksichtigung der gesamtgesellschaftlichen Auswirkungen halten wir jedoch einen PV-Level von mindestens 1 TWP Leistung und eine dazu passende moderatere Erweiterung der Windkraftleistungen (On – und Offshore) für den besseren Weg. Dafür gibt es als Denkansatz das Szenario Distributed Energy. S. 110 oben:

*Im Szenario DE liegt der Fokus auf dem Einsatz von dezentralen Technologien. Ziel ist es, im Gegensatz zu Szenario GA, eine stärkere Autonomie Europas und somit eine geringe Abhängigkeit vom globalen Handel zu erreichen. Dies gilt besonders für den Import von Energie und strategisch wichtigen Gütern. Die Umsetzung erfolgt durch einen starken Ausbau der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien, der durch lokale Initiativen von Gemeinden und Kommunen angetrieben wird. Daher wird ein Fokus auf Photovoltaik im Zusammenspiel mit Kleinbatteriespeichern und auf die Stromerzeugung zum Eigenverbrauch („Prosumer“) gelegt. Es erfolgt eine starke Transformation hin zu strombasierten Technologien wie Wärmepumpen und batteriebetriebenen Fahrzeugen. Dabei ist die Digitalisierung der Treiber für ein energiebewusstes Konsumierendenverhalten. Dies ermöglicht gemeinsam mit einem Ausbau der Kreislaufwirtschaft Einsparungen im Energieverbrauch. Zur Integration der hohen Erzeugungsmengen aus erneuerbaren Energien ergibt sich ein erhöhter Flexibilitätsbedarf. Dieser wird durch Batteriespeicher, Demand Side Management sowie durch eine stärkere Vernetzung und Kopplung des Strom- und Gassektors gedeckt.*

Das Szenario DE klingt für uns wie ein guter Plan. Die auch im aktuellen Text erneut vorkommende These, es gäbe nicht genügend Platz für Erneuerbare an Land (namentlich PV), wurde u.a. durch das Fraunhofer-Institut längst widerlegt.

Leider entspricht dieser Plan nicht den Intensionen der ÜNB, die deshalb als Prämisse das Szenario Global Ambition (GA) bevorzugen. S. 109 unten:

*Das Szenario GA basiert auf einer global stark vernetzten Wirtschaft und setzt verstärkt Anreize zur Gestaltung der Energiewende auf internationaler und europäischer Ebene. Die Erzeugung von Strom ist durch groß skalierbare EE-Anlagen geprägt und sieht auch eine verstärkte Nutzung von Kernenergie vor. Diese wird durch eine Verlängerung der Lebensdauer sowie den Neubau von Kernkraftwerken in einzelnen Ländern erreicht. Eine kohlenstoffarme Energieversorgung wird darüber hinaus durch einen großen Anteil an Importen sowie die Nutzung des „Carbon Capture and Storage“ (CCS) Verfahrens sichergestellt.*

Unter einem Kanzler Friedrich Merz halten wir sogar eine Renaissance der Kernenergie in Deutschland für möglich – koste es, was es wolle. CCS ist eine weitere teure Methode zur Verdrängung, nicht aber zur Lösung bestehender Probleme. Das Konzept des Offshore-Windkraft-Gigantonomie passt sehr viel besser zu GA als zu DE. Deshalb ist die Wahl des Szenarios GA aus Sicht der ÜNB nur allzu verständlich.

Wie schon bei den letzten Netzentwicklungsplänen befassen sich die ÜNB sehr ausführlich mit den Möglichkeiten des Baus von Offshore-Windparks und deren Anbindung an das Stromnetz, während PV auf den Seiten 85 bis 88 nur in den zu erwartenden Leistungen je Szenario prognostiziert wird. Wir halten den ÜNB zugute, dass die Integration selbst großer Freiflächenanlagen nicht zu ihrem Kerngeschäft gehört. Hierzu sind eher die Verteilnetzbetreiber und die steuernde Einflussnahme der BNetzA gefragt, um die bereits aktuell bestehenden Engpässe auf der Nieder- und Mittelspannungsebene zu beseitigen.

## 2.4. Kriterien für den Bau von Übertragungsleitungen

Die angestrebten Offshore-Windkraftleistungen sind nur ein Treiber des geplanten Ausbaus der Übertragungsnetze. Auf S. 108, Mitte des zweiten Absatzes steht:

*Zukünftig sollen die Übertragungskapazitäten, die dem grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung stehen, daher deutlich ansteigen. Das EU-Legislativpaket „Clean Energy for all Europeans“<sup>74</sup> sieht unter anderem vor, dass spätestens ab dem 31.12.2025 mindestens 70 % der Leitungskapazität zwischen den europäischen Marktgebieten für den europäischen Handel genutzt werden kann.*

Weiter auf S. 111, Mitte:

*Die aus dem Stromhandel resultierenden Leistungsflüsse dürfen auf kritischen Zweigen die zur Verfügung stehenden Kapazitätswerte (Remaining Available Margin – RAM) nicht übersteigen. Bei der Bestimmung der RAM wird berücksichtigt, dass spätestens ab 31.12.2025 je Leitung 70 % der Übertragungskapazität dem grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung gestellt werden muss.*

Diese Zitate belegen eindeutig, worum es im europäischen Maßstab geht – man möchte möglichst viel grenzüberschreitenden Stromhandel betreiben, ohne mit Netzentgelten für die Übertragung großer Strommengen behelligt zu werden.

Dabei versteckt man sich gern hinter der Behauptung, dass intereuropäischer Leitungsausbau die Stabilität des Gesamtnetzes erhöhen würde. Natürlich kann letzterer Aussage nicht widersprochen werden, sie ist jedoch nicht das Hauptmotiv für den Bau sogenannter weiterer Interkonnektoren. S. 21, unten:

*Das nationale Energiesystem ist eingebettet in ein europäisches Gesamtsystem. Eine zunehmend stärkere Einbindung in den europäischen Binnenmarkt senkt den Gesamtbedarf an Erzeugungsleistung, Speicher und lastseitiger Flexibilität in Europa.*

Ob Stromhandel über lange Distanzen angesichts der dabei anfallenden Übertragungsverluste tatsächlich den Gesamtbedarf an Erzeugungsleistung senkt, sei dahingestellt. Das in Deutschland vorhandene Defizit an Erzeugerleistung (rechnerische Nachweise unter 3. unter Nutzung der Szenariozahlen) kann der Stromhandel lediglich abmildern aber nicht quantitativ beheben.

## 2.5. Zubau von Gaskraftwerken

S. 21, Mitte:

*Die nationale Wasserstoffstrategie ist eingebettet in eine europäische Wachstumsstrategie, mit dem Ziel, **CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff** als integrierten Bestandteil des Energiesystems zu etablieren.*

Tabelle 1 auf Seite 26 enthält eine Übersicht der Kennzahlen der jeweiligen Szenarien. Wir bewerten es als Fortschritt, dass der nebulöse Kunstgriff „plus endogener Zubau“ bei Gaskraftwerken, der in der korrespondierenden Tabelle des letzten von der BNetzA genehmigten (!) NEP noch enthalten war, durch konkrete Zahlen (+22 GW) ersetzt wurde. Dass diese Zahlen die Erfordernisse der auf hohen Strombedarf ausgelegten Szenarien wiederum nicht erfüllen können, betrachten wir näher unter 3.

Wir plädieren damit keineswegs für noch mehr Gaskraftwerke. Die Lösung liegt vielmehr im beschleunigten Ausbau von Speichern und der Erhöhung der immer noch zu geringen EE-Kapazitäten, insbesondere PV.

Gaskraftwerke sind allein deshalb nicht zielführend, weil deren Versorgung mit grünem Brenngas absehbar nicht gewährleistet werden kann; detailliert nachzulesen in einer aktuellen Publikation von [Scholz, A., Merten, F., Kröger, J., Pastowski, A., Sebestyén, J. \(2024\): Perspektiven für die Erzeugung von grünem Wasserstoff in Europa und für H<sub>2</sub>-Importe nach Deutschland. Wuppertal Institut.](#)

Gegen den Zubau weiterer Gaskraftwerke, die angeblich auf Wasserstoffbasis laufen sollen, spricht die einfache Tatsache, dass immer noch erhebliche [technologische Herausforderungen](#) in der Nutzung von Wasserstoff anstelle von Erdgas als chemischer Energieträger bestehen.

Zur Verortung der Gaskraftwerke äußern sich die ÜNB auf S. 96 unten wie folgt:

*In der Kraftwerksstrategie wird beschrieben, dass die neuen Kraftwerke an „systemdienlichen“ Standorten entstehen sollen. Daher wird angenommen, dass die Verortung der in Summe 22 GW zusätzlichen Gaskraftwerke dem Ziel der Systemdienlichkeit obliegt.*

Das ist vollkommen richtig. Abbildung 29 auf Seite 97 irritiert uns jedoch, weil die Pläne der ÜNB diesem Ansatz nicht voll gerecht werden. 5 von 22 GW für die neuen Bundesländer, die definitiv nicht unter Erzeugungsdefiziten leiden? Nur 3 GW für Bayern? Und wieso 1,6 GW sogar in Niedersachsen? Das sind die drei Fragen, die wir uns beim Betrachten o.g. Abbildung stellen.

## 2.6. Wasserstoffnutzung und Transport

S. 19, 4. Absatz:

*Die nationale Wasserstoffstrategie ist eingebettet in eine europäische Wachstumsstrategie, mit dem Ziel, **CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff** als integrierten Bestandteil des Energiesystems zu etablieren.*

Wir kritisieren weniger diese grundlegende Aussage als den von uns hervorgehobenen Begriff „CO<sub>2</sub>-armer Wasserstoff“. Aus der puristischen Sicht des Chemikers kann Wasserstoff nicht CO<sub>2</sub> **arm**, sondern nur CO<sub>2</sub>-**frei** sein. Die Begriffsbildung soll den Fakt verschleiern, dass damit neben grünem [blauer Wasserstoff](#) gemeint ist, der wie grauer Wasserstoff durch Dampfreformierung aus

Erdgas gewonnen wird. Das dabei entstehende CO<sub>2</sub> wird bei blauem Wasserstoff in einem zweiten Schritt per CCS in Speichern verpresst. Ob die gesamte blaue Prozesskette tatsächlich das Prädikat „CO<sub>2</sub>-arm“ verdient, darf angesichts von CO<sub>2</sub> – Emissionen von bis zu 150 g/kWh bezweifelt werden.

S. 24 Mitte

*Deutschland ist in allen Szenarien auf den Import von Wasserstoff und anderen synthetischen Energieträgern angewiesen. Es wird in allen Szenarien davon ausgegangen, dass die ausländische Erzeugung der von Deutschland importierten Energieträger treibhausgasneutral erfolgt.*

Dieses Eingeständnis fand sich bereits in vorhergehenden Dokumenten. Wir betrachten es gleichsam als Offenbarungseid einer verfehlten Energiepolitik, zumal sich der Umfang der geplanten Importe je nach Szenario zwischen 50 und 70% des Bedarfs bewegt. Das Postulat, aller importierter Wasserstoff würde klimaneutral erzeugt, haben wir schon in unserer letzten Kritik als Greenwashing eingeordnet und bleiben bei dieser Einschätzung.

Die Farbe Grün wird bereits im Vorwort Seite 12, Mitte überstrapaziert:

*Dabei wurde insbesondere abgefragt, welche Mengen an grünen Elektronen und grünen Molekülen für die Transformation der Netzkunden benötigt werden.*

Eine solche populistische Stilblüte in einem offiziellen Dokument zu finden, hat uns in Erstaunen versetzt. Wir erwarten, dass hier etablierte, sauber definierte Begriffe verwendet werden und keine diffusen, in die Irre führenden Kunstwörter.

Das Statement der ÜNB pro vorwiegend stofflicher Verwertung des Wasserstoffs unterstützen wir hingegen ohne Vorbehalt. S. 54, Kapitel 3.4:

*Die stoffliche Nutzung von Wasserstoff in der Chemie- und Stahlindustrie ist eine gangbare Dekarbonisierungsoption.*

Vielleicht sollte man „gangbare“ durch „zu favorisierende“ ersetzen.

Weiter heißt es:

*Darüber hinaus ermöglicht der energetische Einsatz von Wasserstoff, den Wärmebedarf unterschiedlicher Temperaturniveaus zu decken. Dies ist vor allem in der Industrie von Nutzen. Im Verkehrssektor ist die energetische Nutzung von Wasserstoff oder synthetischer Kraftstoffe im Schwerlastbereich eine Option, wobei der Einsatz synthetischer Kraftstoffe im Flug- und Schiffsverkehr besonders naheliegend ist. Die energetische und stoffliche Nutzung von Wasserstoff birgt folglich ein sehr großes Potenzial zur Reduktion von Emissionen.*

Auch dem stimmen wir zu.

Dennoch fehlt uns jedes Verständnis für die totale Fokussierung auf Wasserstoff, weil es daneben noch weitere [grüne Gase](#) gibt. Insbesondere das Einkürzen von Biogas von derzeit über 9 GW Stromerzeugungsleistung auf 3 GW in allen 2045iger Szenarien sollte näher erklärt werden. Der Weiterführung dieser grundlastfähigen, erneuerbaren Technik auf heutigem, ggf. sogar höherem Niveau steht vor allem das geltende Abfallrecht im Wege.

Des Weiteren geben wir zu bedenken, dass Wasserstoff nicht zwingend über Elektrolyse erzeugt werden muss. Es gibt noch andere Wege der klimafreundlichen Wasserstoffgewinnung (u.a. biogene), die neben der Elektrolyse in die Diskussion einbezogen werden müssten.

Die Aufspaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff durch elektrischen Strom ist und bleibt in der Betrachtung der Gesamtprozesskette der Rückverstromung problematisch. Nur aufgrund des zeitweilig hohen Stromangebots aus fluktuierenden erneuerbaren Quellen und der potenziell netzstabilisierenden Eigenschaften von Elektrolyseuren in Zeiten des Überschusses kann das Verfahren ökonomisch sinnvoll abgebildet werden. Nicht umsonst hat Frau Dr. Kempfert Wasserstoff als [Champagner unter den Energieformen](#) bezeichnet. Ob wir uns das in den beiden neuen Szenariorahmen Strom und Gas geplante Bad im Champagner als Gesellschaft leisten können, wagen wir zu bezweifeln.

Was den Transport von Wasserstoff angeht; S. 54, unten:

*Bislang existiert weder innerhalb Deutschlands noch im EU-Ausland eine flächendeckende Infrastruktur für den Transport von Wasserstoff. Daher ist zu erwarten, dass einige Industrieunternehmen, die kurzfristig einem hohen Investitionsdruck ausgesetzt sind und zusätzlich Fördermittel erhalten können, Elektrolyseanlagen vor Ort errichten werden. Erst mit dem Ausbau eines Wasserstoffnetzes besteht die Option, den Wasserstoff fernab von Wasserstoffbedarfen herzustellen und mittels der Infrastruktur dorthin zu transportieren. Für den Import von Wasserstoff ist das Vorhandensein einer entsprechenden Infrastruktur notwendig.*

Räumen die ÜNB damit nur eine sehr ungünstige Startsituation ein oder muss man dieses Zitat als Aufruf zu weiteren Investitionen verstehen, deren volkswirtschaftliche Sinnhaftigkeit unsere Meinung nach stark zu hinterfragen wäre? Wie es um die Frage des Wasserstofftransports im Detail bestellt ist, kann man in der schon unter 2.3. verlinkten Publikation des Wuppertal Instituts nachlesen.

Das sogenannte Wasserstoffkernnetz soll bis 2032 errichtet werden. Herr Mellahn (Prognos AG), der in den beiden mündlichen Konsultationsrunden den Szenariorahmen Gas vorstellte, räumte dort auf Nachfrage immerhin ein, dass Teile des bestehenden Erdgasnetzes auch für den Wasserstofftransport genutzt werden können. Wir sind gespannt, inwieweit dieses Statement den physikalischen Realitäten und kommerziellen Wünschen der Leitungsbauer standhält.

## 2.7. Wasserstoff oder Methan für Gaskraftwerke?

Wasserstoff ist in seiner Handhabung problematisch. Seine gravimetrische Energiedichte liegt mit ca. 33 kWh/kg zwar deutlich über der aller geläufigen flüssigen Kraftstoffe (z.B. Benzin etwa 13 kWh), entscheidend für Wasserstoffnutzung und -transport ist jedoch die volumetrische Energiedichte. Ein Kilogramm gasförmigen Wasserstoffs nimmt ein Volumen von über 14 m<sup>3</sup> unter Normalbedingungen ein. Wird Wasserstoff unter hohem Energieaufwand (6-8 kWh/kg) verflüssigt, gönnt sich ein Kilogramm immer noch über 14 Liter Raum.

Auch das Komprimieren gasförmigen Wasserstoffs kostet Energie. Wasserstofffernleitungen arbeiten aktuell mit Drücken zwischen 50 und 100 bar. Aus den 14 m<sup>3</sup> unter Normbedingungen werden demnach bestenfalls 140 Liter. Wie schnell die darin enthaltenen 33 kWh übertragen werden können, hängt von der Fließgeschwindigkeit innerhalb der Gasleitung ab. Tendenziell haben Wasserstoffleitungen einen größeren Durchmesser als Erdgasleitungen, weil eine Volumeneinheit Wasserstoff unter vergleichbaren Bedingungen nur ein Drittel des Energieinhalts von Erdgas besitzt. Wasserstoff hat eine weitere unangenehme Eigenschaft: Er neigt sehr stark zur Diffusion durch feste Materialien und das um so stärker, je höherer Druck anliegt. Übliche Erdgasleitungen können daher nur bedingt reinen Wasserstoff transportieren. Beimischungen bis 10% gelten als unproblematisch. Transport und Speicherung reinen Wasserstoffs erfordert demnach spezielle Werkstoffe für Leitungen und Tanks.

Aus all diesen Fakten lässt sich nur schwer ein Pro-Wasserstoff-Plädoyer ableiten. Es stellt sich eher die Frage, ob es nicht insgesamt die bessere Lösung wäre, den Wasserstoff in einem weiteren Prozessschritt lokal in synthetisches Methan zu verwandeln. Der Transport von CH<sub>4</sub> statt H<sub>2</sub> gestaltet sich deutlich unproblematischer. Die bereits vorhandenen Erdgasfernleitungen könnten diese Aufgabe sofort übernehmen.

Ebenso müssten die vorhandenen Gaskraftwerke nicht auf den (bislang nicht einmal klar definierten) Standard H<sub>2</sub>-ready umgerüstet und neue nicht gemäß dieser Anforderung gebaut werden. Man könnte schlicht bei bewährten Technologien bleiben.

Wir räumen ein, dass diese Überlegungen nicht zwingend Bestandteil eines neuen Szenariorahmens sein müssen, bestehen aber gleichzeitig darauf, dass sie spätestens vor dem Erstellen des nächsten Netzentwicklungsplans wissenschaftlich und hinsichtlich eines ökonomischen Vergleichs mit dem reinen Wasserstoffansatz untersucht werden müssen.

Die Gleichung für die Wasserstoffmethanisierung lautet



Das Methan wird aus CO<sub>2</sub> erzeugt, das der Luft oder den unvermeidbaren Abgasen industrieller Prozesse entnommen wird. Beim Verbrennen des Methans wird rein rechnerisch die gleiche CO<sub>2</sub>-Menge wieder freigesetzt. Insgesamt bleibt der Ansatz also klimaneutral.

Die Reaktionsenthalpie ist negativ, d.h. die Umwandlung des Wasserstoffs setzt Wärme frei. Demzufolge enthält das aus dem Wasserstoff erzeugte Methan bis zu 20% weniger Energie.

Dennoch liefert der Vergleich der Wirkungsgrade (Abbildung 2) verschiedener Möglichkeiten des Wasserstoff-Handlings ein Ergebnis, das die politisch Verantwortlichen in ihre künftigen Entscheidungen einbeziehen sollten.

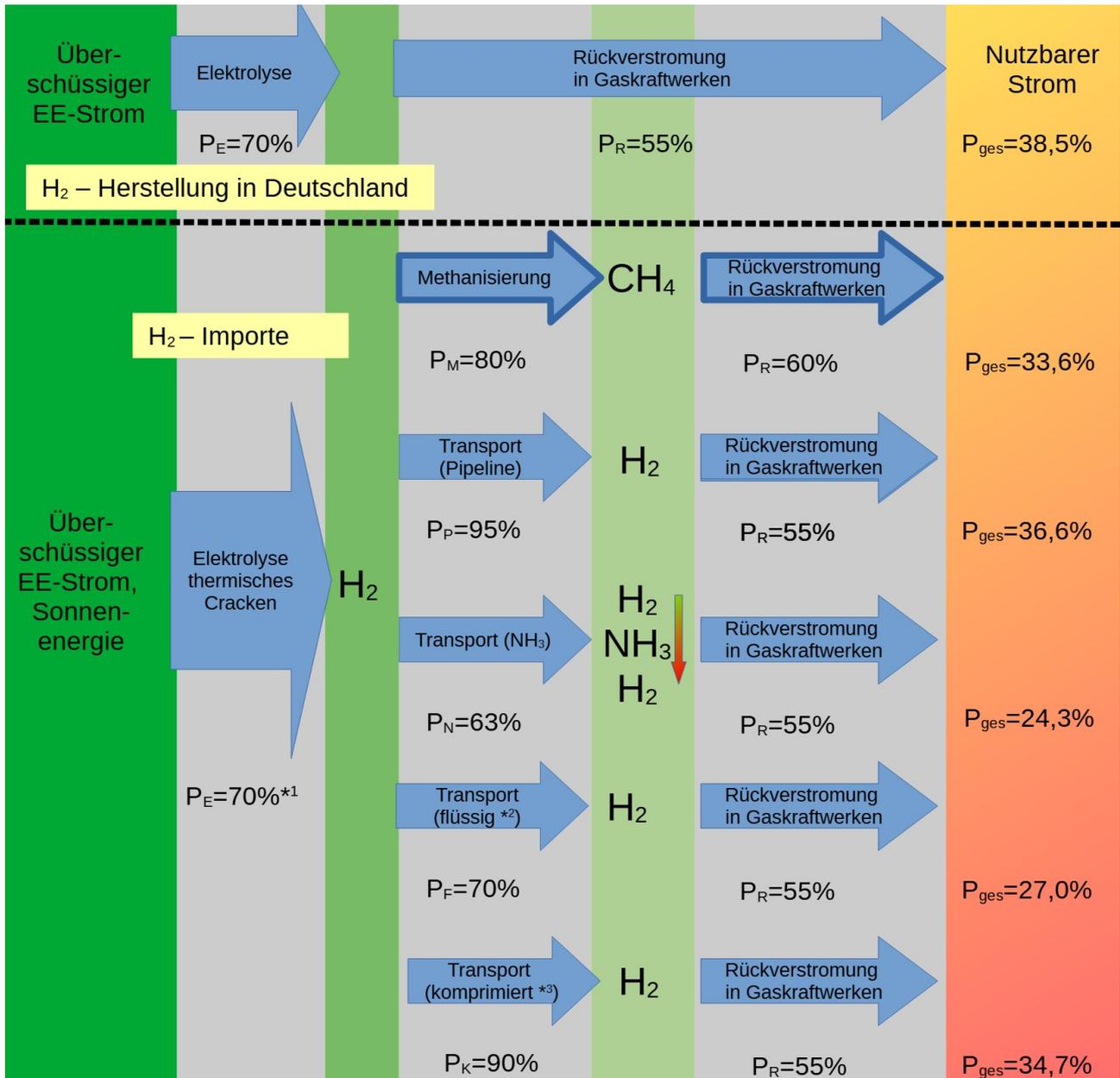


Abbildung 2: Pfade der Wasserstoffherzeugung und des Transports

Wird Wasserstoff lokal in Deutschland erzeugt, kann auf die Methanisierung verzichtet werden. Der Diktum des ohnehin notwendigen massiven Wasserstoffimport folgend, behaupten wir, dass dieser „nationale Wasserstoff“ fast vollständig in der chemischen Industrie und in der Metallurgie verwendet werden kann. Sollte die inländische Produktion den stofflichen Bedarf überschreiten, können die Überschüsse dem Brenngas für Gaskraftwerke beigemischt werden.

Elektrolyseure sind konsequent in der Nähe der großen Wasserstoffkunden zu errichten.

**Die Notwendigkeit eines separaten Wasserstoffkernnetzes erschließt sich uns nicht.**

Wasserstoffimporte ergeben energetisch nur dann einen Sinn, wenn dieser über Pipelines erfolgt; Pipelines, die allerdings erst gebaut werden müssen. In den Exportländern muss Wasserstoff nicht zwingend über Elektrolyse gewonnen werden. Direktes thermisches Cracken über Sonnenenergie käme gleichfalls in Betracht. Bei dem Überangebot an Sonnenenergie in Nordafrika könnte man sogar auf Wirkungsgrad-Abschätzungen, sowohl für die Elektrolyse als auch das Cracken, verzichten (\*<sup>1</sup>). Die Sonne liefert dort tagsüber „umsonst“, beim Puffern in Speichern, die den Tageszyklus ausgleichen, sogar kontinuierlich.

Wasserstofftransport über Komprimierung liefert zwar auf den ersten Blick einen recht hohen Wirkungsgrad, jedoch ist der Transportraum auch unter Nutzung von technologisch schwer beherrschbaren Drücken immer noch so groß, dass z.B. eine Verschiffung von Wasserstoff sich als völlig unwirtschaftlich darstellt (\*<sup>3</sup>).

Gleiches gilt für die Verflüssigung von Wasserstoff, wobei schon die dafür notwendige Abkühlung auf unter minus 250 °C einen inakzeptablen Wirkungsgrad aufweist (\*<sup>2</sup>).

Bleibt der Weg über die „Ammoniakisierung“ des Wasserstoffs mit anschließender Rekonvertierung am Verbrauchsort. Obwohl dies der am meisten in Betracht gezogene Transportpfad ist, kann der Wirkungsgrad dieser Prozesskette nicht mit der Methanisierung konkurrieren. Wenn aus Wasserstoff Ammoniak klimaneutral gewonnen wird, ist nichts gegen einen Import mit anschließender direkter stofflicher Verwertung in der chemischen Industrie einzuwenden. Eine Rekonvertierung in Wasserstoff und darauf folgender Verbrennung in Gaskraftwerken verbietet sich jedoch aus physikalischen Gründen.

Unser Fazit: Der Ersatz von Erdgas durch im Ausland erzeugtes synthetisches Methan zum Betreiben vorhandener und neuer Gaskraftwerke ist energetisch betrachtet die sinnvollere Option im Vergleich zur reinen Wasserstoffwirtschaft.

## 2.8. Neue Stromgroßverbraucher

Auf Seite 38 oben heißt es:

*Diese Projekte sogenannter neuer Stromgroßverbraucher haben einen potenziell großen Einfluss auf die Netzentwicklung. Es handelt sich um punktuell hohe Lasten, die die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz maßgeblich beeinflussen können. Der Szenariorahmen zum NEP steht daher vor der Herausforderung, die Bottom-up-Erkenntnisse zu den Planungen neuer Stromgroßverbraucher zu berücksichtigen und in geeigneter Weise mit dem Top-down-Modellierungsansatz der Stromverbrauchsmodellierung zu verschmelzen.*

Es steht außer Zweifel, dass es neue Stromgroßverbraucher geben wird. Insbesondere betrifft das die Industrie, die bislang auf fossilen Brennstoffen basierende Hochtemperaturprozesse durch den

Einsatz von Strom realisieren will bzw. aus Gründen der CO<sub>2</sub>-Bepreisung dazu gezwungen wird. Darüber hinaus werden neue Rechenzentren entstehen, die ebenfalls in die Kategorie Stromgroßverbraucher einzuordnen sind.

Daraus jedoch abzuleiten, punktuell hoher Stromverbrauch erfordert zusätzlichen Ausbau der Übertragungsleitungen, halten wir nur zum Teil für nachvollziehbar. Begründung:

1. Die genannten Stromgroßverbraucher könnten von vornherein Standorte wählen, an denen Strom im Überschuss vorhanden ist – also vorwiegend im Norden Deutschlands.
2. Sie könnten oder müssten per Gesetz dazu gezwungen bzw. durch geeignete Förderungen dazu animiert werden, eigene, standortnahe Erzeugerstrukturen (vorwiegend Windparks) zu errichten, um Stromtransport über längere Strecken zu minimieren.
3. Würden die neuen Stromgroßverbraucher mit den für private Stromkunden üblichen Netzentgelten belastet, wäre die Motivation weiteren Leitungsaubaus zu deren Gunsten deutlich geringer.

Diese Frage ließe sich, wie viele andere Dinge, politisch sehr gut regeln. Man muss nur wollen. Wer alles zu „man“ gehört, überlassen wir der Deutung des Lesers, den Blick in den Spiegel inbegriffen.

Auf S. 38 unten bewerten die ÜNB selbst die Unsicherheit ihres grundlegenden Ansatzes der Großstromverbraucher:

*An dieser Stelle stellt sich die Frage, inwiefern die Netzentwicklungsplanung den Teil der Bedarfe der Unternehmen berücksichtigen soll, welcher in seiner Umsetzung noch als ungewiss gilt.*

Es geht bei dieser Fragestellung um die zu erwartende Quantität neuer Großstromverbraucher, deren Leistungsbedarf lt. Abbildung 11, S. 39 zwischen ca. 15 GW (sicher, weil in Umsetzung) und 110 GW (Planung) bzw. über 200 GW (Idee und Vorplanung) schwankt. Sicher ist, dass bei weitem nicht alle Projekte realisiert werden. Übertragungsnetze auf einer derartig schwammigen Datenbasis zu planen, halten wir für Kaffeesatzleserei.

S. 38 Mitte findet sich folgender Textbaustein.

*Mithilfe einer Web-Applikation wurden bestehende und zu Planungen in den Bereichen der zukünftigen Wasserstoffherzeugung in Elektrolyseuren oder zum Um- oder Neubau von Industrieprozessen sowie zu Rechenzentren oder Großbatteriespeichern.*

Wir haben diesen Satz mehrfach gelesen, ohne dass sich uns der Sinn erschließt. Wir bitten die ÜNB, daraus eine verständliche Aussage zu generieren.

Abseits der Betrachtung des Szenariorahmens haben wir [auf der Seite netzentwicklungsplan.de](http://netzentwicklungsplan.de) ein ganz besonderes Bonmot der Irreführung der Öffentlichkeit gefunden. Dort heißt es u.a.:

*Der hohe Anteil erneuerbarer Energien stellt das Stromnetz vor große Herausforderungen. Einerseits schwankt die Erzeugung stärker als früher, **andererseits verlagern sich die Erzeugungsorte weg von den Verbrauchszentren.***

Man könnte zur Ehrenrettung der Autoren annehmen, mit Verbrauchszentren könnten diese neuen Stromgroßverbraucher gemeint sein. Nichtsdestotrotz stufen wir die von uns hervorgehobene

Teilaussage bestenfalls als Provokation eines jeden einigermaßen technisch bewanderten Bürgers ein. Man redet nicht einmal von dezentraler, lokaler Erzeugung, geschweige denn von ihren Vorzügen, sondern behauptet allen Ernstes derartigen Unfug. Als Erzeugungsorte kommen nur die in Nord- und Ostsee geplanten Windkraftanlagen infrage. In diesem Kontext ergibt die Aussage Sinn. Betriebswirtschaftlich rentierlich ist sie selbstredend für die ÜNB, die lt. Impressum für die Inhalte der zitierten Seite verantwortlich sind.

## 2.9. Keine Berücksichtigung der Beiträge kleiner EE-Erzeuger

Insgesamt hatten wir beim Durcharbeiten des neuen Szenariorahmens den Eindruck, dass die dort genannten Zahlen vorwiegend auf den z.T. noch sehr vagen Projekten neuer Großverbraucher beruhen. Die ÜNB gehen offensichtlich, bildlich gesprochen, davon aus, dass sich die geplanten gigantischen Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee an einem Ende ihrer neu zu errichtenden Leitungen befinden, während die Großverbraucher das andere Ende markieren.

Die Leistung kleiner, dezentral organisierter EE-Erzeuger wird im Text überhaupt nicht berücksichtigt, was in der mündlichen Konsultation bereits kritisiert wurde. Insbesondere konnten wir uns des Eindrucks nicht erwehren, dass bestimmte Erzeugersparten kleiner und mittlerer Leistung (Biogaskraftwerke und Blockheizkraftwerke) neuerdings sogar zur Disposition stehen.

Die Kleinproduzenten entlasten die Netze allein dadurch wesentlich, weil ihr lokal erzeugter Strom zum Großteil lokal verbraucht wird. Zur Nutzung der Überschüsse lokaler Erzeugung müssen Verteil-, nicht aber Übertragungsnetze ertüchtigt werden. Es bestehen bereits heute massive Engpässe auf den unteren Netzebenen, die gerade im angeblich [unter Stromarmut leidenden Bayern](#) die Transformation von zeitlich begrenzter Überproduktion von unten nach oben verhindern. Die neuen Stromgroßverbraucher könnten durch Beseitigung dieser Hindernisse sehr wohl teilweise auch von kleinen Erzeugern bedient werden. Damit würden massiv Kosten sowohl beim Ausbau der Windkraft auf See als auch bei den Übertragungsleitungen reduziert.

## 2.10. Flexibilisierung

S. 21 oben:

*Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist, bei einem steigenden Anteil an erneuerbaren Energien und ihrer volatilen Einspeisung, ein hoher Grad an Flexibilität sowohl last- als auch erzeugungsseitig erforderlich.*

Das obige Zitat unterstützen wir vollinhaltlich. Leider kaprizieren sich die ÜNB im Folgetext vorwiegend auf lastseitige Flexibilitäten.

S. 24, dritter Absatz von unten:

*In allen Szenarien wird eine Flexibilisierung der Nachfrageseite, insbesondere auch beim Laden von E-Fahrzeugen und beim Einsatz von Wärmepumpen zur optimalen Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und zum Ausgleich von Stromerzeugung und Stromnachfrage, abgebildet.*

Das ist ein sehr löblicher Ansatz, der uns aber nicht weit genug geht. Wir betrachten nach wie vor den massiven Ausbau von Stromspeicherkapazitäten als wesentlichen Flexibilisierungsfaktor. Speicher sind nicht nur auf der Nachfrage-, sondern auch auf der Angebotsseite eine Flexibilisierungsoption. Sie werden im Text noch immer nicht entsprechend behandelt. Vor allem sind die

geplanten Speicherkapazitäten viel zu gering. Zum effektiven Einsatz von Stromspeichern gibt es lediglich ein paar allgemeine Aussagen zu V2G (Vehicle-to-Grid) und weiteren Nutzungsmöglichkeiten von PV-Kleinbatteriespeichern (S.62, Kapitel 3.6.1, 3. und 4. Absatz). Dies ist aus Sicht der ÜNB durchaus verständlich, weil die einfache Formel gilt:

### **Speicher minimieren Leitungsbedarf**

Wie in allen vorhergehenden Dokumenten spielen auch im aktuellen Szenariorahmen saisonale Flexibilitäten keine Rolle. Fakt ist jedoch, dass gerade in den Monaten Dezember und Januar eine enorme EE-Erzeugerlücke besteht. Die in dieser Zeit durch Photovoltaik produzierte Energiemenge beträgt bestenfalls 10% der in den Sommermonaten Mai bis August üblichen Ausbeute. Falls Wind ebenfalls durch eine stabile Hochdruckwetterlage weitgehend ausfällt (Dunkelflaute), können sehr schnell Situationen gefährlicher Unterdeckung des im Winter ohnehin erhöhten Bedarfs entstehen. Durch Speicher lässt sich dieser jahreszeitlich bedingte Strommangel nur teilweise ausgleichen (vgl. 3.1. und 3.3.).

Die Senkung des winterlichen Stromverbrauchs durch gezielte Abschaltung/Drosselung bestimmter energieintensiver Industrien wäre unserer Meinung nach ein wichtiger Beitrag zur Minimierung der erkennbaren Defizite. Hierzu müssen auch staatliche Förderungen zur Überbrückung der Leerlaufzeiten der betroffenen Werke in Betracht gezogen werden. Dergleichen ist schließlich bei in Bereitschaft verharrenden Reservekraftwerken seit langem gang und gäbe.

Wir erinnern an dieser Stelle daran, dass im Jahre 2023 immer noch 70 Mrd. Euro Subventionen für die Nutzung fossiler Energien ausgereicht wurden. Es gibt demnach genügend finanzielle Mittel, die man sukzessive in sinnvollere Projekte (wie diese Idee) umschichten könnte. Durch saisonale Glättung des Strombedarfs würden sich darüber hinaus die Aufwendungen für Redispatch und Regelenergie deutlich verringern.

## **2.11. Das Primat des Preises**

Der gesamte Szenariorahmen erweckt den Eindruck, die ÜNB seien um Effizienz bemüht. Um diese zu erreichen, setzen sie an vielen Stellen auf Steuerungen über den Preis. Dem widersprechen wir nicht prinzipiell. Die Regeln der Preisfindung halten wir hingegen für diskussionswürdig. Ein schönes Beispiel findet sich auf Seite 57 oben.

*Dieser Grenzpreis für den Strombezug wird dabei so gewählt, dass unter Berücksichtigung von Umwandlungsverlusten (Wirkungsgrad von 70 %) die Kosten für die Erzeugung von Wasserstoff unterhalb eines angenommenen Wasserstoffpreises liegen. Der Wasserstoffpreis ergibt sich dabei aus den Kosten von Erdgas einschließlich der bei der Verbrennung anfallenden CO<sub>2</sub>-Emissionskosten (s. Kapitel 7). Grundlage ist die Annahme von indifferenten Stromerzeugungskosten von mit Erdgas und mit Wasserstoff betriebenen Gaskraftwerken. Liegt der Strompreis unter dem ermittelten Grenzpreis, erzeugen die Elektrolyseure Wasserstoff. Bei höheren Strompreisen sind die Elektrolyseure nicht in Betrieb.*

Die letzten beiden Sätze klingen plausibel. Der Rest des Zitats legt jedoch den Verdacht nahe, man würde Wasserstoff auch „unter Berücksichtigung von Umwandlungsverlusten“ von 30% erzeugen, wenn die Gaskraftwerke zu einem Strompreis produzieren können, der unter dem Wasserstoffpreis liegt. Letzterer setzt sich lt. Zitat zusammen aus den Kosten für Erdgas und den CO<sub>2</sub>-Emissionskosten. Demnach sind Situationen denkbar, in denen sowohl die Elektrolyseure als auch die Gaskraftwerke laufen. Wir produzieren also Wasserstoff aus Strom u.a. für Gaskraftwerke und verbrennen diesen gleichzeitig in diesen Kraftwerken (zumindest anteilig), um mit einer

maximalen Ausbeute von 38,5% über die gesamte Prozesskette wieder Strom daraus zu generieren??? Wir halten das für absurd. Allerdings taucht das Wort Erdgas im Zitat auf. Wenn also Erdgas inklusive CO<sub>2</sub>-Abgabe billig genug ist, um Wasserstoff herzustellen, der teurer verkauft werden kann, gewinnt dann der Markt auch gegen jede ökologische Vernunft??? Die Fragezeichen haben wir ganz bewusst dreifach im Fettdruck eingefügt.

S. 63 oben:

*Es wird davon ausgegangen, dass die erschlossenen Flexibilitäten vorrangig marktorientiert und nicht vorrangig zur Entlastung des Stromnetzes genutzt werden.*

Dieser Satz passt sowohl in dieses als auch in das vorangegangene Kapitel zur Flexibilisierung. Man könnte ihn einrahmen und an die Wand pinnen; als Beleg für die oft beschworene Allmacht des Marktes und für eine gleichsam verfehlte Energiepolitik.

Wenn wir aber tatsächlich über die ausschließliche Steuerung unserer Energiewirtschaft über den Markt reden wollen, hätten wir ein paar Vorschläge, die nicht Bestandteil des aktuellen Szenariorahmenentwurfs sind. Sie sind geeignet, die Stromnetze deutlich stärker zu entlasten als das bestehende marktorientierte Regelwerk.

- a) Erhebung von Netzdurchleitungsgebühren (Netzentgelten) auch für Erzeuger bei gleichzeitiger Senkung der Netzentgelte für Verbraucher.
- b) Einrichtung von lokalen Strompreiszonen.
- c) Vollständige Durchsetzung von lastabhängigen, zeitlich gestaffelten Stromtarifen.
- d) Öffnung des Marktes für Regelernergie für kleine EE-Erzeuger.

Bezüglich **a)** könnte man berechtigt einwenden, dass die großen Stromproduzenten die neuen Einspeiseentgelte einfach auf ihre Erzeugerpreise aufschlagen würden. Dem könnte man allerdings politisch teilweise entgegenwirken. Die Idee zielt aber auch auf kleinere EE-Erzeuger, die dadurch sanft zum Aufrüsten ihrer Speicherkapazität gezwungen würden. Mehr Speicher senkt die Einspeisemenge und erhöht die Eigenverbrauchsquote, mehr (lokaler) Eigenverbrauch entlastet die Netze. Mittels intelligenter Messeinrichtungen würde man darüber hinaus den Begriff „lokal“ mindestens auf die Mittelspannungsebene ausdehnen können. Wir stellen hier nochmals die Frage, wieso Verbraucher mit den vollen ÜNB-Netzentgelten belastet werden, wenn in ihrem Wohngebiet so viele, batteriegepufferte Solaranlagen in Betrieb sind, dass sich der Stromtransfer von und nach übergeordneten Netzebenen in Grenzen hält. Die ÜNB erzielen damit ungerechtfertigt leistungsloses Einkommen.

Insgesamt geht es bei den Netzentgelten darum, sie für den Bürger bezahlbar zu halten. Auf unsere Frage, welchen Wert das Bestandsnetz der ÜNB hat, wusste Herr Schäfer (TenneT) in der mündlichen Konsultation keine Antwort. Unsere Recherche ergab 100 Mrd. Euro. Nach letzten Erkenntnissen werden die Kosten für den weiteren Ausbau der Übertragungsnetze, der lt. ÜNB bis 2037 weitgehend abgeschlossen sein soll, ca. 300 Mrd. Euro betragen. Ob dabei alle kommenden Leitungsprojekte (Interkonnektoren, Anbindung Offshore-Windparks) schon eingepreist sind, ist unklar. Geht man **nur** von diesen 300 Mrd. Euro aus und einer Verdopplung der übertragenen Energiemenge aus, droht mindestens Faktor zwei bei den Netzentgelten für den Endverbraucher. Diese Annahme halten wir sehr optimistisch und fordern deshalb politische Entscheidungen, die dieser Entwicklung entgegenwirken.

Bezüglich **b)** befürchtete Herr Zerres (BNetzA) während der letzten Konsultation zum NEP 2037/2045 schwere wirtschaftliche Schäden für den Standort Deutschland, ohne seine Sichtweise faktisch zu untermauern. Strompreiszonen gibt es bereits in Italien, Schweden, Norwegen und Dänemark. Wenn günstiger Strom zum Standortfaktor wird, könnte der Norden Deutschlands ein bevorzugtes Ziel für industrielle Neuansiedlungen werden. Und wenn der stromarme Süden seine (dann hohen) Strompreise senken will, müssen die dort verantwortlichen Politiker darüber nachdenken, ob eine 10H – Regelung für Windkraft weiter zielführend ist. In den Zonenpreis müssten unserer Meinung nach auch die über Messungen nachvollziehbaren Lastflüsse über die Übertragungsleitungen von Nord nach Süd eingehen, um die Netzentgelte künftig fairer nach Entfernung berechnen zu können. All das würde ein Beitrag zur Entlastung unserer Netze sein und somit auch die eine oder andere Leitung verhindern.

Zu **c)** finden sich auch im neuen Szenariorahmen bereits ein paar Überlegungen. Es hapert aber seit Jahren an der praktischen Umsetzung.

Das Thema Regelenergie (**d)**) ist ein besonders finsternes Kapitel für das Versagen des reinen marktorientierten Ansatzes. Hier wurde aufgrund der hohen Preisaufschläge für Regelenergie in der Vergangenheit sogar [gegen die Netzstabilität gezockt](#). Der Regelenergiemarkt muss unserer Meinung nach komplett reformiert werden. Dass die ÜNB daran kein Interesse haben, leuchtet uns ein. Schließlich wäre die Maßgabe, auch kleine Erzeuger daran teilhaben zu lassen, ein weiterer Beitrag zur Entlastung unserer Netze. Hier ist also die Einflussnahme der BNetzA vonnöten.

Abseits der geltenden Regeln und unserer Vorschläge sind wir insgesamt der Auffassung, nicht der Preis sollte das entscheidende Kriterium der Steuerung unserer Stromnetze sein, sondern die dort herrschenden physikalischen Realitäten. Diese sollten **umgekehrt** viel konsequenter zur Findung eines netzdienlichen Preises herangezogen werden.

## 2.12. Stromimport wird jetzt Wasserstoffimport

Im letzten NEP war noch von der Notwendigkeit hoher Stromimporte die Rede. In einigen Szenarien beliefen sich diese Importe, Exporte gegengerechnet, auf über 150 TWh pro Jahr. Damit wurde u.a. versucht, grenzüberschreitenden Netzausbau zu rechtfertigen. Im aktuellen Text kaprizieren sich die ÜNB mehr auf Wasserstoffimporte.

Uns würde interessieren, wie dieser Strategiewechsel zustande kommt. Hat sich das Pushen der Wasserstofftechnologie möglicherweise im Vergleich zum reinen Leitungsbau als weitere rentierliche Anlage für liquide Investoren erwiesen?

## 3. Zahlen und Fakten

### 3.1. Die nicht geschlossene Versorgungslücke

Wir haben das Erzeugerdefizit bereits in unserem Konsultationsbeitrag zum letzten NEP detailliert vorgerechnet und wiederholen diese Rechnung nochmals unter Verwendung der neu prognostizierten Zahlen. Zugrunde liegt die Tabelle 1 auf Seite 26.

Nachdem der „endogene Zubau“ von Gaskraftwerken beziffert wurde, ist dort für alle Szenarien eine gesicherte grundlastfähige Erzeugerleistung von ca. 65 GW ausgewiesen.

Wir haben die Zahlen aus Tabelle 1, S. 26 in unsere folgende Tabelle unter Berücksichtigung folgender Annahmen übernommen bzw. um weitere Spalten ergänzt.

- A) Szenario
- B) Bruttostromverbrauch unverändert übernommen
- C) Der mittlere Leistungsbedarf ergibt sich aus dem jährlichen Bruttostromverbrauch durch die Anzahl der Jahresstunden – also etwa  $844.000 \text{ GWh} / 8760 \text{ h} = 96,3 \text{ GW}$  (arithmetisches Mittel)
- D) Der maximale Leistungsbedarf (=Jahreshöchstlast oder Spitzenlast) wurde durch Multiplikation des mittleren Leistungsbedarfs mit dem Faktor 1,21 von uns abgeschätzt. Die Schätzung ist dabei eher konservativ zu sehen. Sie ergibt sich aus den Erfahrungswerten vergangener Jahre.
- E) Konventionelle Erzeugung entspricht der Zeile Summe konventionelle Erzeugung aus Tabelle 1 des Szenariorahmens. Allerdings haben wir uns erlaubt, Pumpspeicher nur zu 50% in Ansatz zu bringen, weil sie sowohl als Erzeuger als auch Verbraucher in Erscheinung treten können. Wieso Pumpspeicher weiterhin ausschließlich als Erzeuger geführt werden, sollten uns die Autoren der Tabelle erklären. Wir haben dies schon mehrfach kritisiert.  
Die 50%-Annahme stufen wir als optimistisch ein. In den Wintermonaten mit Energieknappheit dürften die Oberbecken der Pumpspeicher tendenziell weniger Befüllung aufweisen, so dass die Leistung einiger Kraftwerke nur teilweise zur Verfügung steht oder ganz ausfällt.
- F) Sonstige EE – hier haben wir die Erzeugerleistungen von Biomasse, Wasserkraft und sonstiger regenerativer Erzeugung aus Tabelle 1 schlicht in einer Summe zusammengefasst.
- G) Wind 10% - diese Annahme stützt sich wiederum auf das [Dokument des Umweltbundesamtes](#), das wir schon in unserem letzten Konsultationsbeitrag zum NEP im gleichen Zusammenhang zitiert haben. Die 10% gesicherte Windkraftleistung beziehen sich auf den gesamteuropäischen Raum. Für Deutschland allein liegt diese bei ca. 5%. Mithin ist unsere 10%-Schätzung vermutlich zu hoch.
- H) Speicher 30%. Wir haben die Leistung der Klein- und Großbatteriespeicher aus Tabelle 1 addiert und die Summe mit 30% als verfügbare Leistung gewichtet. Dies ist insofern vermutlich eine **viel** zu optimistische Annahme, weil vor allem die mehrheitlich mit PV-Anlagen verbundenen Kleinbatteriespeicher in den lastintensiven Wintermonaten mehrheitlich nicht zur Verfügung stehen. Diese Speicher werden im Tageszyklus von November bis Januar nur unter günstigen Bedingungen voll geladen, im Zusammenspiel mit Wärmepumpen und Elektromobilität gar nicht. Über die Pufferung des nächtlichen Eigenverbrauchs leisten sie demnach nur einen geringen Beitrag zur Lastminimierung. Im Dezember und Januar zwischen 08:00 und 16:00 Uhr, also den Zeiten, in denen der Erfahrung nach Höchstlasten gefordert werden, ist ihr Beitrag zur Netzstabilisierung sogar kontraproduktiv. Sollten die geringen PV-Ausbeuten dieser beiden Monate tatsächlich über dem Eigenverbrauch des Anlagenbetreibers liegen, landen diese Überschüsse im Speicher und stehen demnach im Netz nicht zur Verfügung.
- I) Die Summe Erzeugung ergibt sich aus den Spalten E) bis H)
- J) Die Bilanz gegen Mittel ist die Differenz der Summe der Erzeugung (I) und dem mittleren Bedarf (C).
- K) Die für die Netzstabilität entscheidende Bilanz gegen Maximum ergibt sich entsprechend aus der Differenz I minus D.

Leistungsangaben [GW]										
Szenario	Bruttostrom- verbrauch [TWh]	mittlerer Bedarf	maximaler Bedarf	konventionell Gas + 0,5 Pump + Müllverbrennung	sonstige EE Wasserkraft Biomasse	Wind (10%)	Speicher (30%)	Summe Erzeugung	Bilanz gegen Mittel	Bilanz gegen Maximum
A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
A 2037	844,0	96,3	116,6	60,95	10,6	15,94	17,4	103,89	7,54	-12,69
B 2037	1008,8	115,2	139,3	60,95	10,6	21,89	26,1	118,54	3,38	-20,80
C 2037	1073,3	122,5	148,3	60,95	10,6	21,89	28,8	121,24	-1,28	-27,01
A 2045	966,9	110,4	133,6	59,95	8,6	19,02	21,3	107,87	-2,51	-25,69
B 2045	1178,7	134,6	162,8	59,95	8,6	23,55	31,8	122,90	-11,65	-39,91
C 2045	1351,1	154,2	186,6	59,95	8,6	26,15	35,7	129,40	-24,84	-57,22

**Tabelle 1:** Nachweis einer bestehenden Erzeugungslücke für alle Szenarien.

Wie aus unserer Tabelle 1, Spalte K hervorgeht, bewegen sich **alle** betrachteten Szenarien bezüglich ihrer Erzeugungs- vs. Bedarfsbilanz zwischen fragwürdig und desaströs, und das wohlgermerkt unter Annahmen, die geeignet sind, die Lage zu beschönigen. Schlagen die ÜNB allen Ernstes weiterhin vor, im Mittel 30 und in der Spitze über 60 GW Defizitleistung über Stromimporte auszugleichen? Wasserstoffimporte zählen hier nicht. Die sind bei den Gaskraftwerken bereits eingepreist, sollten diese in den genannten Größenordnungen überhaupt gebaut werden.

Falls die Eingangsparameter unserer Rechnung fehlerhaft sein sollten, rufen wir ÜNB und BNetzA herzlich dazu auf, uns alternative Werte oder eine schlüssige Argumentation für die im Szenariorahmen genannten Zahlen zu liefern.

Herr Dr. Doll wies auf unsere Nachfrage zur bestehenden Erzeugungslücke auf Reserven aus dem Bereich der Erneuerbaren hin. Wo diese herkommen sollen, erschließt sich uns jedoch nicht. Es ist richtig, dass allein Windkraft auch in den Wintermonaten in der Lage wäre, an windreichen Tagen die Lücke komplett zu füllen. Nimmt man statt 10% der Nennleistung aller Windkraftanlagen **punktuell** 50% an, bleibt sogar eine ansehnliche Überschussleistung von 77,84 GW gegenüber dem Maximalbedarf für (exemplarisch) Szenario B 2045 für den **Messpunkt**, nicht jedoch für die **Bilanz**.

Insgesamt bleiben wir bei unserer Einschätzung, dass hier ein **strukturelles** Erzeugungsdefizit vorliegt, das **ausschließlich** durch Importe behoben werden könnte, sofern die Anrainer in der Lage sind zu liefern.

### 3.2. Die Bilanz anders gerechnet

Als Gegenprobe zur obigen Berechnung haben wir die Energiemengen per anno ermittelt, die sich aus den Leistungen und den in Tabelle 21, Seite 71 präsentierten Volllaststunden für Erneuerbare ergeben. Für Gaskraftwerke haben wir Volllaststunden lt. Tabelle 28, S. 91 zwischen 1.422 (B 2037) und 2.488 (A 2037) gemäß (4) ermittelt und in die Rechnung einbezogen.

Zusammenfassend ergibt sich für die insgesamt 6 Szenarien unter diesen Voraussetzungen folgendes Bild:

Szenario	Summe Erzeugung [TWh]	Bruttobedarf [TWh]	Differenz [TWh]
A 2037	901,1	844,0	57,1
B 2037	1077,1	1008,8	68,3
C 2037	1133,0	1073,3	59,7
A 2045	992,5	966,9	25,6
B 2045	1202,5	1178,7	23,8
C 2045	1373,9	1351,1	22,8

**Tabelle 2:** Bilanz Summe Erzeugung vs. Bruttostrombedarf

Aus dieser Rechnung ergeben sich für alle Szenarien auf den ersten Blick leicht positive Bilanzen, die suggerieren, dass der angenommene Erzeugerpark für die Versorgung Deutschlands mit Strom ausreichend dimensioniert ist. Es geht jedoch um eine kontinuierliche, ganzjährig gewährleistete Bereitstellung elektrischer Energie. **Es geht um Netzstabilität, die unter Berücksichtigung der Zahlen des Szenariorahmens nicht gewährleistet werden kann.** Stromimporte in Mangelsituationen dürften kaum ausreichend sein, um deutsche Erzeugerlücken auszugleichen, weil Defizite dann mit hoher Wahrscheinlichkeit auch bei unseren Nachbarn bestehen. Um das Kollabieren unseres Netzes zu vermeiden, kommen als Ultima Ratio nur Abschaltungen bestimmter Verbraucher in Betracht. Die BNetzA sollte sich entweder dazu äußern, welche Stromkunden fokussiert davon betroffen sein könnten oder von den ÜNB andere Zahlen oder, besser noch, andere strategische Ansätze fordern.

Die folgende Berechnung dient als Beweis für unsere These.

### 3.3. Speicherbedarf in einer Dunkelflaute – IST und SOLL

Tabelle 2 geht u.a. von der Annahme aus, dass sämtliche erneuerbar erzeugte Energie tatsächlich auch genutzt werden kann. Dies wäre nur dann möglich, wenn neben den EE-Erzeugern ausreichend Speicher zur Verfügung stehen würden, die die zeitweise auftretenden enormen Überschüsse einlagern.

Wir rechnen das Ganze mit einem moderaten Zahlenbeispiel durch und betrachten dabei das Szenario B 2045. In Tabelle 1, S. 26 weisen die ÜNB eine Speicherleistung von 106 GW, die lt. Tabelle 30, S. 103 318 GWh elektrische Energie aufnehmen können, Kleinbatteriespeicher sehr optimistisch komplett eingerechnet. Unter Vernachlässigung von PV in den Wintermonaten und der Annahme, dass 50% der Nennleistung der Windkraftanlagen am Netz bereitgestellt werden, hätten wir eine bereits oben errechnete Überschussleistung von ca. 80 GW. Nehmen wir weiterhin an, die Speicher wären am Startpunkt der Modellrechnung komplett leer, würde dieser Überschuss genügen, sie binnen

$$318 \text{ GWh} / 80 \text{ GW} \approx 4 \text{ h}$$

komplett zu füllen. Weht der Wind länger mit 50% Stärke, geht der Rest der Überschüsse in den Orkus oder bestenfalls in den Export. Selbst wenn man korrespondierend alle Gaskraftwerke komplett auf Null abregeln würde, bleibt ein Überschuss von

$$80 \text{ GW} - 51,9 \text{ GW} = 28,1 \text{ GW},$$

der die vorhandenen Speicher dann in

$$318 \text{ GWh} / 28,1 \text{ GW} \approx 11,3 \text{ h}$$

von null auf hundert Prozent füllen würde. Bezieht man die vorhandene Pumpspeicherkapazität von knapp 40 GWh in die Rechnung ein, ändert sich das Ergebnis nicht wesentlich.

In umgekehrter Betrachtung stellen wir die Frage, wie lange die Speichermenge von 318 GWh bei 100% Befüllung ausreichen würde, nur das **mittlere** Defizit aus Tabelle 1, Szenario B 2045 von 11,65 GW zu decken:

$$318 \text{ GWh} / 11,65 \text{ GW} \approx 27,3 \text{ h}$$

Dunkelflauten können allerdings deutlich länger anhalten als einen Tag. [Eine 2017er Studie](#) über den Zeitraum von 10 Jahren weist darauf hin, dass derartige Ereignisse mit zweiwöchiger Dauer statistisch aller zwei Jahre auftreten. Eine detaillierte Übersicht über die Dunkelflauten der Jahre 2015 bis 2021 erhält man bei [Science Media Center Germany](#). Diese bestätigt die Aussagen der erstgenannten Studie.

Summa summarum ergeben sich aus unseren beiden, die Zahlen der ÜNB äußerst wohlwollend interpretierenden Schätzungen zwei Thesen:

- a) Die Speichermengen, die die ÜNB zur zeitlichen Harmonisierung von Erzeugung und Verbrauch im Szenariorahmen vorsehen und die dabei geeignet sind, Dunkelflauten zu überbrücken, sind **viel** zu gering.
- b) Die geplante Leistung erneuerbarer Erzeuger reicht nicht aus, um Speicher zu befüllen, die ausreichend dimensioniert sind, um 14 Tage hoher Residuallast (die Differenz zwischen Bedarf und fluktuierender erneuerbarer Erzeugung) zu kompensieren.

Nehmen wir an, eine Dunkelflaute dauert 14 Tage = 336 Stunden. Wir können aus den Werten unserer Tabelle 1, der die Zahlen des Szenariorahmens zugrunde liegen, eine Residuallast für B 2045 mit folgenden Werten abschätzen:

- Wir postulieren einen realistischen erhöhten Bedarf **B** in den 14 Tagen von durchschnittlich 150 GW.
- Wind und Sonne (**WS**) leisten zusammen einen Beitrag von 15 GW.
- Die anderen Erneuerbaren (**AE** - Wasser, Biomasse, sonstige) steuern 8 GW bei.
- **K** – die durch konventionelle Gaskraftwerke zu erbringende Leistung.

Die Residuallast **R** ergibt sich laut ihrer geläufigen Definition zunächst aus

$$\mathbf{R = B - WS} \quad \mathbf{(1).}$$

Bezieht man die erneuerbaren, grundlastfähigen Kraftwerke (**AE**) in die Rechnung ein, erhält man für K

$$\mathbf{K = B - WS - AE} \quad \mathbf{(2),}$$

in unserem Zahlenbeispiel also

$$K = 150 \text{ GW} - 15 \text{ GW} - 8 \text{ GW} = 127 \text{ GW}.$$

Mit dem im Szenariorahmen geplanten Ausbau können Gaskraftwerke (**G**) 50 GW zur Gesamtbilanz beisteuern. Pumpspeicher spielen wegen ihrer geringen Kapazität von 40 GWh keine wesentliche Rolle. Mögliche Importe **I** schätzen wir grob auf durchschnittlich 10 GW, haben aber dabei berechnete Zweifel, ob unsere Anrainer diese Leistung dauerhaft über die gesamte Dunkelflaute liefern können.

Die Gesamtbilanz **X** errechnet sich aus

$$X = G + I - K, \quad (3)$$

also

$$X = 50 \text{ GW} + 10 \text{ GW} - 127 \text{ GW} = \text{-67 GW.}$$

Es fehlen demnach in den 14 Tagen durchschnittlich 67 GW Leistung im Netz, die aus anfangs zu 100% gefüllten Speichern 336 Stunden lang bedient werden müssten. Die hierfür notwendige Speicherkapazität beträgt

$$67 \text{ GW} * 336 \text{ h} = 22.512 \text{ GWh} \approx 22,5 \text{ TWh.}$$

Geplant haben die ÜNB in B 2045 318 GWh, d.h. 1,4% davon.

Das vollständige Laden der rund 20 TWh Speicher mit Überkapazitäten der Erneuerbaren würde, konservativ geschätzt, mindestens 10 Tage dauern, was berechnete Zweifel daran aufkommen lässt, dass die Speicher zu Beginn der Dunkelflaute tatsächlich, wie hier angenommen, 100% Füllstand aufweisen.

Auch wenn Preise für Batteriespeicher bis 2045 auf 5% des heutigen Niveaus sinken würden, wären Investitionen von ca. 500 bis 700 Mrd. Euro für 20 TWh Speicher fällig; den Aufwand für Austausch nicht mehr brauchbarer Speicher, Recycling und Wartung nicht inbegriffen.

Nur auf Speicher zu setzen, funktioniert also nicht, wenn man das Zahlenmaterial der ÜNB zugrunde legt. Die Vorstellungen der ÜNB sind aber per se nicht praxistauglich, weil sie das hier beispielhaft vorgerechnete Defizit einfach verschweigen; das ganz unabhängig von der Speicherbetrachtung.

Die ÜNB wollen vor allem Leitungen bauen. Sie sollten sich aber dieser einfachen Tatsache bewusst sein:

### **Leitungen produzieren keinen Strom!**

Im Gegenteil – die Energieübertragung verursacht erhebliche Netzverluste, die die ÜNB in Tabelle 2, S.37 in groben Zahlen selbst benennen. **Grobe** Zahlen deshalb, weil Netzverluste nicht über A,B und C-Szenarien gleich sein können. Hier fehlt unserer Meinung nach Genauigkeit in der Darstellung, vielleicht fehlte für den ersten Entwurf auch nur die Zeit, exaktere Werte für dieses komplexe Thema zu ermitteln.

Aus dem Dilemma kommt man rein rechnerisch nur heraus, indem man

- a) noch mehr Gaskraftwerke plant und baut (nicht unser Ansatz),
- b) die Kapazität der Erneuerbaren nochmals deutlich erhöht. U.a. bietet die Biogasproduktion auf der Basis von Abfällen sehr viel ungenutztes, permanent verfügbares Potenzial. Über die geplante Drosselung der Biogasproduktion wird man deshalb intensiv reden müssen. Dieses Thema wurde im Rahmen der mündlichen Konsultation vom 13. und 16.09.2024 bereits mehrfach angesprochen.
- c) endlich saisonale Flexibilitäten in die Betrachtungen einbezieht, was u.a. das Herunterfahren/Drosseln energieintensiver Industrien im Winter einschließt. Die Drosselung privater Wärmepumpen und des Ladens von Elektrofahrzeugen in Zeiten hohen Bedarfs bei gleichzeitig geringer EE-Produktion ist schließlich längst beschlossene Sache.

### 3.4. Wasserstoffbedarf und Verwendung von Wasserstoff

Für diese recht einfache Berechnung benötigen wir die jährliche Energiemenge, die Gaskraftwerke zur Versorgung beisteuern sollen. Sie lässt sich aus Tabelle 28, S. 91 einfach errechnen.

Er ergibt sich aus der Differenz des Bruttostrombedarfs und der bereits „eingesenkten“ Energiemenge, die aus erneuerbarer Erzeugung stammt. Für Szenario B 2045 exemplarisch

$$1.178,7 \text{ TWh} - 1.071,1 \text{ TWh} = 107,6 \text{ TWh.}$$

Um die Gaskraftwerke komplett mit Wasserstoff zu betreiben, benötigt man bei einem Wirkungsgrad der Wasserstoffverbrennung von 55% demnach Wasserstoff mit einem Energieinhalt von

$$107,6 \text{ TWh}/0,55 \approx 195,7 \text{ TWh.}$$

Zitat S. 56 oben hierzu:

*In Summe ergeben sich Wasserstoffbedarfe zwischen 140 und 280 TWh im Jahr 2037 und zwischen 340 und 450 TWh im Jahr 2045.*

Diese Werte wurden diversen Studien entnommen. Drei Sätze weiter heißt es:

*Der Zwischenbericht zur Systementwicklungsstrategie geht 2045 von einem Wasserstoffverbrauch von 360 bis 500 TWh in Deutschland aus.*

Die von den ÜNB nicht explizit angegebene Anzahl Volllaststunden für Gaskraftwerke ergibt sich aus

$$\mathbf{VLG = EG/LG} \qquad \mathbf{(4),}$$

wobei **VLG** für Volllaststunden Gas, **EG** für erzeugte Energie Gas und **LG** für Leistung der Gaskraftwerke steht.

Für B 2045 erhält man demnach

$$107,6 \text{ TWh}/51,9 \text{ GW} \approx 2.073 \text{ h.}$$

Für alle anderen Szenarien ergeben sich ähnliche Werte relativ geringer Auslastung.

Der von den ÜNB als sehr unsicher eingeschätzte Wasserstoffbedarf der Industrie ergibt sich aus der Differenz des prognostizierten Wasserstoffverbrauchs und dem o.g. für B 2045 exemplarisch genannten Bedarf der Gaskraftwerke.

Gemäß des Szenarios B 2045 mit 60 GW Elektrolyseleistung bei 4.000 Volllaststunden können davon bei einem Wirkungsgrad von 70% 168 TWh inländisch erzeugt werden. Vor allem der Industrie sollte dieser Wasserstoff zugute kommen, weil dessen stoffliche Verwertung den größten Beitrag zur Dekarbonisierung leistet. Momentan wird der meiste (graue) Wasserstoff für die chemische Industrie durch Dampfreformierung unter Verwendung von Methan bei gleichzeitiger Freisetzung von CO<sub>2</sub> gewonnen.

Die Nutzung von Wasserstoff als Brenngas für Gaskraftwerke liefert dagegen bestenfalls 0,38 kWh Strom aus 1 kWh im Überschuss erzeugten erneuerbaren Stroms zurück. Die Wasserstoffbilanz ist demnach so verheerend, dass sich die BNetzA bei der Prüfung der Szenariozahlen sehr intensiv mit der Frage beschäftigen sollte, ob es wirklich eine gute Idee ist, **allein** auf die Karte Wasserstoff

zu setzen. Ganz ohne Gaskraftwerke, egal welcher Energieträger zu deren Betrieb eingesetzt wird, werden wir auch 2045 nicht auskommen. Man muss unserer Meinung nach ein optimales Verhältnis zwischen den drei Komponenten

- Ausbau Erneuerbarer,
- Speicherausbau und
- konventioneller, aber CO<sub>2</sub>-neutraler Erzeugung

finden. Der vorliegende Szenariorahmen liefert hierfür keinen brauchbaren Ansatz.

Darüber hinaus spielen der zukünftige Strombedarf und die damit nahezu linear korrespondierende Maximallast als Eingangsparameter eine wesentliche Rolle für die Berechnung. Welche der Prognosen der ÜNB in dieser Hinsicht am ehesten zutrifft, wird die Zukunft zeigen.

### 3.5. Einsenkungen

Wir beziehen uns auf die Schätzungen aus Tabelle 28, S. 91 bzw. auf das Zitat S. 71 unten:

*Auf Basis von Erfahrungswerten und unter Berücksichtigung der Szenarienkonzeption wird dieser Abschlag mit 50 TWh für 2037 und 30 TWh für 2045 angesetzt.*

Die ÜNB behaupten hier allen Ernstes, dass in den 2037iger Szenarien nur 50 TWh bzw. in den 2045iger nur 30 TWh durch erneuerbare Quellen erzeugte Energie „marktseitig abgeseht“, sprich nicht sinnvoll genutzt werden können.

Wir falsifizieren diese Annahme, indem wir wiederum für das Szenario B 2045 die Menge der allein durch PV verursachten „dumped Energy“ für den Zeitraum von Anfang April bis Ende August (150 Tage) wie folgt berechnen:

$$E = S * (P/2 - H - B), \quad (5)$$

wobei

**S** – für Anzahl der Sonnenstunden,

**P** – für die Nennleistung der Photovoltaik,

**H** – für die Nennleistung der Wasserstoffelektrolyseure (Tabelle 1, S. 26),

**B** – für den direkten, anteilig durch Photovoltaik gedeckten Bedarf und

**E** – für den resultierenden PV-Überschuss-Ertrag

steht.

**S:** Klimadaten weisen für Anfang April bis Ende August durchschnittlich 920 Stunden aus.

**P:** Die Photovoltaikleistung wurde moderat mittels Division durch 2 zu 50% angesetzt.

**H:** Die gesamte Elektrolyseleistung von 60 GW tritt voll als Last in Erscheinung.

**B:** Annahme hier: 60 GW werden anteilig durch PV gedeckt. Dieser PV-Anteil kann also nicht in Speicher überführt oder als nicht verwendbare Energie „eingesenkt“ werden. Bei einer durchschnittlichen Last von 134,6 GW in B 2045 (lt. unserer Tabelle 1) dürften die anderen Erzeuger nur noch 14,6 GW (134,6 GW – 60 GW (H) – 60 GW (B)) zur Bilanz beisteuern, was an windreichen Tagen deutlich überschritten werden dürfte und die Einsenkungen damit über den von uns grob geschätzten Wert hebt.

Unter Anwendung der Formel (5) erhält man:

$$E = 920 \text{ h} * (200 - 60 - 60) \text{ GW} = 73,6 \text{ TWh.}$$

318 GWh stehen als Speicher zur Verfügung. Im Tageszyklus müssten aber

$$73.600 \text{ GWh}/150 \approx 490 \text{ GWh}$$

gespeichert werden, was rein rechnerisch bereits dann nicht funktioniert, wenn die Speicher von 50 auf 100% geladen werden, was für die Kleinbatteriespeicher definitiv im Sommer nicht zutreffen wird. Die DSM-Flexibilitäten sind in dieser Rechnung vernachlässigbar.

Zusammengefasst haben wir demnach einen täglichen (nur) PV-Verschchnitt von

$$490 \text{ GWh} - 318/2 \text{ GWh} = 331 \text{ GWh}$$

oder auf 150 Tage gerechnet von knapp 50 TWh.

Die Eingangsgrößen dieser Berechnung haben wir den Tabellen des Szenariorahmens entnommen und unsere Annahmen freundlich formuliert, um wenigstens in die Nähe der Schätzungen der ÜNB zu kommen. Dies gelingt jedoch bereits für die Photovoltaik-Erzeugung zwischen Anfang April und Ende August für sich genommen nicht. In unserer Rechnung nicht berücksichtigt sind

- durch Windkraft erzeugte temporäre Überschüsse, die aufgrund zu geringen Speicherausbaus ebenfalls nicht sinnvoll verwertet werden können (2021 schon 3,1 TWh, ständig steigend),
- weitere PV-Überschüsse die bereits im März, September und teilweise Oktober anfallen.

Wir bitten die BNetzA daher, unserer Argumentation folgend, um Überprüfung und ggf. Korrektur der von den ÜNB äußerst optimistisch geschätzten „marktseitigen Einsenkungen“.