



Stellungnahme zum Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2025) (Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber) und zum Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 (Entwurf der Fernleitungsnetzbetreiber) Konsultation durch die Bundesnetzagentur

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben der Bundesnetzagentur (BNetzA) gemäß § 12a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) am 30. Juni 2024 den Entwurf eines „Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2025)“ vorgelegt. Die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) haben der BNetzA gemäß §15b EnWG am 30. Juni 2024 den „Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025“ vorgelegt.

Die BNetzA hat den Entwurf öffentlich vorgestellt und ihn gleichzeitig im Internet veröffentlicht und bis zum 30. September 2024 zur Konsultation gestellt. Zu dem Entwurf nimmt die Deutsche Umwelthilfe e.V. (DUH) wie folgt Stellung:

Berlin, den 30. September 2024

Grundsätzliches

Die Erwartungen an den ersten gemeinsamen Szenariorahmen Strom und Gas / H2 waren sehr hoch. Die Hoffnung auf ein gemeinsames Dokument wurde nicht erfüllt, die Harmonisierung Strom und Gas / H2 ist weiterhin nicht gegeben, obwohl dies Anspruch der Systementwicklungsstrategie ist. Die Eingangsparameter sind nicht gleich, es gibt unterschiedliche Zeitpunkte für die Szenarien, die Bewertung ist erschwert, eine Vergleichbarkeit dadurch nicht gegeben.

Übersicht der Mantelzahlen

Betrachtungsjahr 2037:

	SR Strom A 2037	SR Strom B 2037	SR Strom C 2037	SR Gas S1 2037	SR Gas S2 2037	SR Gas S3 2037
Installierte Gas- und Wasserstoffkraftwerke [GW]	52,9	52,9	52,9	44	32	73
davon Wasserstoffkraftwerke [GW]	k.A.	k.A.	k.A.	28	22	54
Elektrolyseure [GW]	26	35	40	38	68	
Wasserstoffbedarf [TWh]	280*	245*	141*	111	317	150
Importquote Wasserstoff [%]	74*	60*	21*	21	45	

Betrachtungsjahr 2045:

	SR Strom A 2045	SR Strom B 2045	SR Strom C 2045	SR Gas S1 2045	SR Gas S2 2045	SR Gas S3 2045
Installierte Gas- und Wasserstoffkraftwerke [GW]	51,9	51,9	51,9	60	38	101
davon Wasserstoffkraftwerke [GW]	51,9	51,9	51,9	60	38	101
Elektrolyseure [GW]	46	60	80	68	110	61
Wasserstoffbedarf [TWh]	455*	344*	411*	371	694	458
Importquote Wasserstoff [%]	72*	51*	46*	58	61	72

Szenarien und Kraftwerkslisten (Gas, H₂, ELY) in Strom- und Gasnetzplanung sind nicht aneinander angeglichen, das ist jedoch dringend notwendig. Die ÜNB machen szenarienbasierte Modellierungen schon länger, sie hätten den FNB bei der Erstellung „unter die Arme greifen müssen“. Warum ist das nicht gelungen?

Die DUH kritisiert explizit Szenario 4 des Szenariorahmens Gas. Es bildet die Bedarfsmeldungen der Gaswirtschaft ab und wird als „Versorgungssicherheit“ bezeichnet. Der Begriff wird inflationär gebraucht und ist hier irreführend. Es entsteht der Eindruck, dass die anderen Szenarien nicht versorgungssicher wären. Dies widerspricht dem energiepolitischen Dreieck und dem §1 EnWG. Treffender für das Szenario 4 wäre der Titel „Geschäftsmodellerhalt Gaswirtschaft“. Die Grundlage für den Szenariorahmen Gas / H₂ sind die Langfristszenarien (LFS) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz und die eigene Marktabfrage. Die Ergebnisse der Marktabfrage zu Wasserstoffbedarfen sind nicht öffentlich zugänglich und können damit nicht von unabhängiger Seite geprüft werden. Grundlage für den Szenariorahmen Strom ist ein umfangreiches Portfolio aus Abfragen, politischen Strategien, Begleitstudien, gesetzlichem Rahmen und Statistiken (Abb.1, S. 16, SR Strom). Der Szenariorahmen Strom ist legitimer und transparenter als der Szenariorahmen Gas / H₂.

Die Menge an möglichen Szenarien und Modellierungsvarianten ist absurd. Hier sinnvolle Aussagen zu tätigen ist schier unmöglich. Folgende 21 Varianten waren binnen vier Wochen zu konsultieren:

- Strom: 3 Szenarien für 2037
- Strom: 3 Szenarien für 2045
- Methan / Erdgas: 1 Szenario für 2030
- Methan / Erdgas: 3 Szenarien für 2037
- Methan / Erdgas: 4 Szenarien für 2045
- Wasserstoff: 4 Szenarien für 2037
- Wasserstoff: 3 Szenarien für 2045

Die gemeldeten Wasserstoffprojekte werden hingegen für die Jahre 2025 bis 2035 jährlich berechnet und sind mit 2037 und 2045 nicht vergleichbar.

Hinzu kommt die Tatsache der verschiedenen Einheiten. Im Szenariorahmen Strom werden Energieträger, Speicher, nachfrageseitige Flexibilitäten und Treiber der Sektorenkopplung in GW angegeben. Die Kennzahlen für Methan und Wasserstoff in den Modellierungsvarianten des Szenariorahmens Gas / H₂ werden in TWh bzw. GWh/h oder GW_{el} beschrieben. Offizielle Aussagen zu LNG-Terminals werden in Milliarden Kubikmetern (bcm) getätigt. Zudem sind im Szenariorahmen Gas / H₂ manche Angaben in Brennwert (Tabellen 17 u. 18, S. 54), manche in Heizwert (Tabelle 3, S. 12).

1. Kommentare / Anmerkungen zum Szenariorahmenentwurf Strom

1.1 Ausrichtung der Szenarien

Das Szenario A ist komplett unzureichend, denn das überragende öffentliche Interesse der Erneuerbaren Energien und des Netzausbau werden bei der Betrachtung ignoriert. Die Bandbreite der

Szenarien ist in Ordnung, nur die Basis ist zu schwach. Eine ambitioniertes und in Sachen Batteriespeichern, Flexibilitäten und PV-Ausbau realistischeres B-Szenario bei gleicher Bandbreite der Szenarien wäre angemessen. Die Höhe und Zusammensetzung des Bruttostromverbrauchs in den einzelnen Szenarien ist besser als in den Jahren zuvor, der Einfluss von Batterien und Flexibilitäten ist jedoch unterrepräsentiert.

1.2 Haushalte

Neben dem Wechsel von fossilen auf erneuerbare Energieträger muss auch der Wärmebedarf im Gebäudesektor, insbesondere im Sektor der privaten Haushalte deutlich reduziert werden. Ein bloßer Energieträgerwechsel reicht nicht aus, da ansonsten unrealistische Mengen an erneuerbaren Energien bereitgestellt werden müssten. Aktuell ist unklar, wie die Bundesregierung die notwendigen Sanierungsraten für die Reduktion des Wärmebedarfs erreichen will. 2023 lag die Sanierungsrate bei lediglich 0,7 Prozent – diese muss sich in den kommenden Jahren mehr als verdoppeln und dauerhaft hoch bleiben, um bis 2045 einen klimaneutralen Gebäudebestand zu erreichen. Dabei ist auch die Sanierungstiefe entscheidend, viele Sanierungen beschränken sich aktuell auf Einzelmaßnahmen, neben einem Fokus auf die Worst Performing Buildings müssen zukünftig mehr systemische Sanierungen durchgeführt werden. Ein verlässlicher Ordnungsrahmen ist notwendig, der vor allem einkommensschwache Haushalte unterstützt und den Anstieg von Sanierungsrate und -tiefe sicherstellt.

1.3 Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Die von den ÜNB vorgeschlagene Methodik zur unterschiedlichen Berücksichtigung von Projektmeldungen anhand des Projektstatus zwischen den Szenarien ist zu langsam. Wenn die Transformation von GHD passieren soll (und muss), dann muss es exponentiell erfolgen. Dies wird nicht gut abgebildet.

1.4 Industrie

Die von den ÜNB vorgeschlagene Methodik zur unterschiedlichen Berücksichtigung von Projektmeldungen anhand des Projektstatus zwischen den Szenarien ist zu langsam. Wenn die Transformation der Industrie passieren soll (und muss), dann muss es exponentiell erfolgen. Dies wird nicht gut abgebildet.

1.6 Elektrolyse und Wasserstoff

Die FNB und Gas-VNB überschätzen durch ihre Methodik systematisch den Gasanteil in Energiesystem. Es ist unverständlich, dass kein harmonisierter Szenariorahmen vorgelegt wurde. Eigentlich müsste man eine Art Durchschnittswert zwischen den Annahmen der ÜNB und Strom-VNB sowie den Annahmen der FNB und Gas-VNB verwenden.

1.7 Lastseitige Flexibilität

Die Erschließung der lastseitigen Flexibilitätspotentiale steht unter dem Stern einer nicht stattfindenden Digitalisierung. 2022 lag die Durchdringung gerade mal bei 1%. Die darauf basierenden Annahmen für den Anteil marktorientierter Haushalte (siehe Tabelle 13, S. 63) fußen auf diesem Umstand – davon sollte

man aber mit Blick in die Zukunft nicht ausgehen. Der Einsatz von dezentralen Flexibilitäten wird wesentlich höher sein als die Szenarien es derzeit abbilden. In allen Szenarien braucht es mehr Ambition.

Der industrielle Stromverbrauch wird über die angenommenen Flexibilitätspotentiale hinaus dynamisch auf den Strommarkt reagieren. Industriebetriebe werden sich durch Gewerbespeicher physikalisch absichern. Dies ermöglicht das Heben weiterer Flexibilitätspotentiale und dynamische Reaktionen auf den Strommarkt, die auch einen finanziellen Impact für die Unternehmen haben werden.

1.8 Fernwärme

Schaut man sich die Zahlen an und setzt sie in Beziehung zur erwarteten Wärmeerzeugung aus Großwärmepumpen, passen die Jahreszahlen nicht gut zusammen; nur für 2045 gibt es gemeinsame Zahlen. Der Strombedarf für Großwärmepumpen ist im Szenariorahmen zu gering angesetzt.

1.9 Wind Offshore

Ein Repowering wird es auch bei Wind Offshore geben. In Richtung 2045 muss ein Repowering des Anlagenparks bei Wind Offshore antizipiert und in den Szenarien abgebildet werden. Die Flächeneffizienz und das Verhältnis zum Meeresschutz kann dann besser gewahrt werden. Repowering von allen Technologien muss auch im Szenario B vorgesehen werden. Der Szenariorahmen betrachtet dieses wichtige Thema erneut nicht ausreichend.

1.10. Wind Onshore

Die angenommenen Ausbaupfade für Wind Onshore in den Szenarien sind zu konservativ. Repowering von allen Technologien muss auch im Szenario B vorgesehen werden. Der Szenariorahmen betrachtet dieses wichtige Thema erneut nicht ausreichend. Die Nachnutzung von Netzanschlüssen rückgebauter Windenergieanlagen für PV-Freiflächenanlagen muss frühzeitig mitgedacht werden.

Die angenommene Erhöhung der pauschalen Volllaststunden für Wind Onshore Anlagen sind realistisch. Wind Onshore wird einen erheblichen Kapazitätszubau von Batteriespeichern erleben. Sind PV-Freiflächenanlagen und Wind Onshore Anlagen geografisch nah beieinander, können gemeinsame Speicher für die Auslastungserhöhung der Wind Onshore Anlage genutzt werden.

1.11 Photovoltaik

Die Photovoltaik ist in allen Szenarien zu wenig ambitioniert. Die LFS bilden den weltweiten Boom und das Potenzial der Photovoltaik nicht ab. Das Potenzial eines einzelnen Moduls wird ebenfalls unterschätzt. Schon heute liegt es im Schnitt¹ bei ca. 225W/m². Das Dachflächenpotenzial wird im Szenario B 2045 nur zu ca. 50% ausgenutzt. Die Betrachtung der Fassaden-PV und BIPV fehlt ganz.

1.15 Speicher

Speicher werden in den Stromszenarien unterschätzt. In Anbetracht aktueller Entwicklungen und Ausbauraten sind diese nicht ambitioniert genug berücksichtigt.

¹ <https://www.longi.com/de/products/modules/hi-mo-6-scientist/>

Die angenommenen Werte für das Verhältnis aus Speicherkapazität zu installierter Leistung sind unrealistisch. Bereits 2030 werden allein aus Großspeicherbatterien ca. 100 GWh Speicherkapazität realisiert sein, wenn man sich Markterwartungen und die aktuelle Fortschreibung der Wachstumskurve anschaut. Im Bereich Speicher sind insbesondere die LFS weit weg von der Realität: Die ÜNB orientieren sich nicht an den LFS, bleiben aber auch hinter der Markterwartung zurück.

2. Kommentare / Anmerkungen zum Szenariorahmenentwurf Gas und H2

2.1 Ausrichtung der Szenarien

Die Aufteilung des Verbrauchs an leitungsgebundener Energie zwischen elektrischer und stofflicher Energie lässt sich nicht bewerten.

Das Szenario 4 „Versorgungssicherheit“ muss entfallen bzw. nicht weiter betrachtet werden. Versorgungssicherheit entsteht nicht nur aus dem Gassektor heraus. Diese Perspektive bietet keinerlei Mehrwert für die Systemdiskussion und Entwicklung der Energieinfrastrukturen.

2.2 Dekarbonisierung und Versorgungssicherheit

Die DUH spricht sich an dieser Stelle deutlich gegen jegliche LNG-Importinfrastruktur aus.

Weil dennoch LNG-Importkapazitäten für Deutschland geplant und gebaut werden, fragen wir, warum nicht einfach die Kapazität des jeweiligen landseitig geplanten LNG-Terminals für jeden geplanten LNG-Standort (Wilhelmshaven, Stade, Brunsbüttel, Rügen) die Maßgabe für die maximal im Fernleitungsnetz zu planende Anschlusskapazität ist. Warum werden die schwimmenden und landseitigen Terminals teilweise kumuliert? Üblicherweise soll das landseitige Terminal das schwimmende Terminal doch ablösen (außer vor Rügen). Zudem sind die schwimmenden Terminals bisher nicht ausgelastet. Stattdessen würde die Inbetriebnahme der landseitigen Terminals die Import- und damit Anschlusskapazität ab 2027/2028 nochmals erhöhen. Das ist mit dem zu erwartenden abnehmenden Gasbedarf nicht vereinbar. Die überwiegende Mehrheit der Klimaneutralitätsszenarien sieht 2030 im Vergleich zu heute einen rückläufigen Erdgasbedarf (siehe Abbildung 23, S. 72, Szenariorahmen Gas / H2).

Die Gasmangellage ist ein politisches Konstrukt, das sich energiewirtschaftlich nicht begründen lässt und daher dringend wieder ausgesetzt werden muss, bevor Fehlinvestitionen in neue Infrastruktur getätigt werden.

2.3 Biomethan

Die EU macht die Vorgabe, die Erzeugung von Biomethan auf 35 Milliarden m³ bis 2030 zu steigern. Dieses Ziel ist unrealistisch und nur mit dem massiven Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen (wie Mais) auf 5 Millionen Hektar Ackerfläche möglich. Dies entspricht der gesamten Anbaufläche für Raps

in der Ukraine². Wir lehnen den Aus- und Aufbau weiterer Methankapazitäten aus nachwachsenden Rohstoffen ab.

2.4 Kraftwerke

Es gibt Meldungen für Gasanschlusskapazitäten in Höhe 46 GWh/h – das bedeutet, 30 GWh/h neue Gasanschlusskapazitäten mehr im Vergleich zum letzten Netzentwicklungsplan Gas, also 30 GWh/h mehr Bedarf nach nur zwei Jahren. Bedarfsmeldungen alleine sollten nicht die Grundlage für die Netzentwicklung sein. Hier muss ein Klimaneutralitätsszenario zugrunde liegen.

In Abbildung 7 werden die Bedarfe bei Bestandskraftwerken dargestellt, dort ist die Umstellung auf Wasserstoff und der Rückgang von Methan in den kommenden zehn Jahren nachvollziehbar. Inwieweit werden die Meldungen der neuen Anschlusskapazitäten mit den Bestandsmeldungen verschnitten? Des Weiteren stellt sich die Frage, inwieweit hier die Annahmen aus der Kraftwerksstrategie eingegangen sind.

Tabelle 11 stellt die systemrelevanten Kraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz dar. Wieso veröffentlichen manche FNB ganz transparent die Anschlusskapazitätsdaten und andere wiederum nicht? Gaskraftwerke mit Systemrelevanz sollten transparent abgebildet werden.

2.5 Kapazitätsnachfrage der Verteilnetzbetreiber

Warum schreitet die Marktraumumstellung (weitere 2,7 Millionen auszutauschende Verbrauchsgeräte in Haushalten bis 2030) noch fort, wenn im Gasverteilnetz ein Erdgasrückgang prognostiziert ist?

Die Verteilnetzbetreiber melden einen Rückgang der Methankapazitäten von 26%. Gleichzeitig gibt es deutliche Steigerungen bei Industrie und Kraftwerken für Anschlussbedarfe. Hier scheint es zu einem Ausbau von Infrastrukturen für Methan zu kommen, die man später angeblich für Wasserstoff benötigt. Stranded investments sind zu vermeiden.

Artikel 57 (Verpflichtung der DSOs, bei prognostizierter Gasverbrauchsreduktion Rückbaupläne zu entwickeln) der EU-Gasbinnenmarkt-Richtlinie (2024/1788)³ sollte hier Anwendung finden. Die Kriterien für die Reihenfolge der Stilllegung verschiedener Abschnitte bzw. Verteilnetze sollten aus Sicht von ACER sein: peak utilization, average utilization, number of users connected, security of supply. Die nationale Regulierungsbehörde, also die BNetzA, wäre hier im Lead – abhängig davon, wie die Gasrichtlinie in nationales Recht übersetzt wird.

Es gibt bislang keinen konkreten Zeitplan. In der Praxis sollte die Rückbauplanung spätestens ausgelöst werden, wenn der nächste Netzentwicklungsplan Gas vorgelegt wird, wobei zu betonen ist, dass die Richtlinie das nicht konkret sagt. Wie die Richtlinie genau umgesetzt werden wird, ist bislang nicht klar („Member states shall ensure that DSOs develop network decommissioning plans...“).

Da es zu einer Überprüfung und/oder Bestätigung seitens der BNetzA kommen muss, wäre die Berücksichtigung der im Szenariorahmen kommunizierten 26% Rückgang der Methankapazitäten für den

² <https://www.ifeu.de/projekt/biomethane-in-europe/>

³ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ:L_202401788

Netzentwicklungsplan Gas / H2 2025 essenziell. Ggf. sind somit Doppelanbindungen auflösbar und wir bewegen uns mehr in Szenarien.

2.6 Wasserstoffbedarfe

Die Annahmen zu den Wasserstoffmengen in den Szenarien 1 – 3 weichen deutlich von den gemeldeten und Szenario 4 zugrunde gelegten Zahlen ab. Um nur ein Beispiel zu nennen: Die Auswertung der Meldungen für Power-to-Gas-Anlagen (Tabelle 18) zeigt 150 TWh H2-Einspeisung für 2030. Laut Szenario 1 (basierend auf dem Szenario TN Strom der Langfristszenarien) wird diese Menge inländischer H2-Produktion für 2045 prognostiziert.

Wir wehren uns dagegen, dem Energieträger Wasserstoff auch nur annähernd eine Rolle in der Größenordnung zu gewähren, wie die Marktabfrage der Fernleitungsnetzbetreiber dies andeutet.

Mit inländischer und europäischer H2-Produktion allein wären diese Bedarfe niemals zu stemmen, geschweige denn die Kosten. Die Überdimensionierung neuer H2-Infrastruktur führt über die Weitergabe der Kosten per Netzentgelte an Endkunden zum Ausbremsen des H2-Markthochlaufs. Auch der abgesagte Deal zwischen Equinor und RWE über Produktion und Lieferung von norwegischem blauem Wasserstoff nach Deutschland belegt, dass das Kartenhaus des Wasserstoff-Märchens langsam zusammenfällt.

Die Abbildungen 18 und 19 zur regionalen Verteilung der Einspeise- und Ausspeisemengen für Wasserstoff sind erst einmal auf die Marktabfrage zurückzuführen. Das Marktinteresse für eine Wasserstoffwirtschaft wird abgebildet. Wichtig, v.a. für den Prozess eines gemeinsamen Szenariorahmens, wären hingegen bspw. Aussagen zur Verortung von stromnetzdienlichen Elektrolyseanlagen. Dies fehlt.

Weitere Aspekte

Warum ist der Incremental Capacity Prozess losgelöst vom Szenariorahmen? Dies sind Bedarfsabfragen über Grenzen hinaus und relevant für die Netzplanung in Deutschland. Das wäre so, als würde man Interkonnektoren im Stromnetz auch in einem eigenständigen Prozess planen.

Mit einer Veröffentlichung dieser Stellungnahme erklären wir uns einverstanden.

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