

Kommentierung des Entwurfs: Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045 (Version 2023)

Autoren

Franziska Flachsbarth
Dr. Matthias Koch
Christoph Heinemann
Öko-Institut e.V.

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

Kontakt

info@oeko.de
www.oeko.de

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Borkumstraße 2
13189 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	5
2.	Fragenkatalog des Begleitdokuments der BNetzA	6
2.1.	Ausrichtung der Szenarien	6
2.2.	Weg zur Klimaneutralität	7
2.3.	Sektorenkopplung und Stromverbrauch	8
2.4.	Regelbare Kraftwerksleistung und Speicher	16
2.5.	Europäischer Rahmen	17

1. Einleitung

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben am 10.01.2022 den Entwurf des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick auf 2045 (Version 2023) veröffentlicht, die BNetzA hat diesem am 17.01.2022 zur Konsultation gestellt und in einem Begleitdokument Fragen an die Stakeholder*innen adressiert. Auf ausgewählte Fragen soll mit der vorliegenden Kommentierung eingegangen werden.

Einleitend möchten wir betonen, dass in dem aktuellen Szenariorahmen eine positive Weiterentwicklung sichtbar ist. So wurde auf viele Kritikpunkte aus dem vorangegangenen NEP-Prozess eingegangen und die Ausführlichkeit der Dokumentation hat sich weiter verbessert.

Inhaltlich gesehen kommt der aktuelle Szenariorahmen an vielen Stellen unseren Vorstellungen und Vorschlägen nahe oder zumindest deutlich entgegen. Positiv zu erwähnen ist beispielsweise die Einbeziehung des Zieljahres 2045. Dies ermöglicht, einen Blick auf das Ende des Transformationspfades zu werfen und erlaubt eine Auseinandersetzung mit dem zugehörigen Netzausbaubedarf. Dies eröffnet eine notwendige gesellschaftliche Diskussion und erfüllt die Zielsetzung im aktuellen Koalitionsvertrag. Im gleichen Zuge ist auch die Einbeziehung von klimaneutralen Szenarien ein erfreuliches Novum des diesjährigen Szenariorahmens.

Ebenfalls positiv zu erwähnen ist die Orientierung an anderen wissenschaftlichen Studien und die übersichtliche Einordnung des NEP-Szenariorahmens in diesem. Im Vorfeld der Erstellung des Szenariorahmens hat ein „Digitaler Schulterblick“ stattgefunden, in dem die Verfasser*innen der maßgeblich in den NEP eingegangenen Studien teilgenommen haben. Auch dieser wissenschaftliche Austausch hat die Validität der Szenarien gestärkt und wurde von Seiten des Öko-Instituts positiv wahrgenommen.

Ein weiteres Novum ist die Überarbeitung der Modellierung der dezentralen Flexibilitäten, was der Integration der erneuerbaren Energien in den Szenariorechnungen zugute kommen und der Realität besser entsprechen sollte. Auch dies wird von Seiten des Öko-Instituts begrüßt.

Das Öko-Institut sieht den Szenarioberechnungen gespannt entgegen.

2. Fragenkatalog des Begleitdokuments der BNetzA

2.1. Ausrichtung der Szenarien

Frage 1: Ist es sinnvoll im Szenario B und C unterschiedliche Transformationsgeschwindigkeiten anzunehmen, oder sollte es eine andere Unterscheidung zwischen den Szenarien geben?

Der NEP orientiert sich bei der Entwicklung seiner Szenarien an der Transformationsgeschwindigkeit. Dies bedingt dann Unterschiede im Bruttostromverbrauch, im Wasserstoffbedarf sowie im Wasserstoffsaldo, bei der Marktorientierung der Flexibilitäten sowie beim Ausbau der Interkonnektoren. Damit ist ein vergleichsweise breites Spektrum bei der Ausgestaltung der Szenarien eröffnet.

Als Ausgestaltungsdimension fehlend ist insbesondere die Lokalisierung bzw. Regionalisierung sowohl der erneuerbaren Energien als auch der Elektrolyseure zur Erzeugung des Wasserstoffs. Dies könnte in die Überlegungen zur Transformationsgeschwindigkeit zusätzlich integriert werden.

- Interessant wäre, die Lokalisierung der Elektrolyseure hinsichtlich des Anteils von onsite zu offsite zu variieren. Plausibel wäre, den Anteil offsite im Szenario C 2037 deutlich höher zu setzen als im Szenario A 2037. In Szenarien, in denen der inländisch erzeugte Wasserstoff erst relativ spät ausgebaut wird, wächst die Wahrscheinlichkeit, dass dies erzeugungsnah in der Nähe von EE-Zentren erfolgt und dann die bis dahin aufgebauten Wasserstoffleitungen genutzt werden.
- Interessant wäre auch, ein Szenario zu entwickeln, in dem verstärkt auf den lokalen Ausbau der erneuerbaren Energien gesetzt wird. Dies hätte einen stärkeren Ausbau von Wind Onshore zur Folge und einen geringeren Ausbau bei Wind Offshore. Auch hierfür eignet sich das Szenario C 2037. Ggf. könnte dieses Szenario dann auch Restriktionen bezüglich des Ausbaus der Interkonnektoren zum Ausland haben, gerne auch als Sensitivität.

In diesem Fall wird es aber schwer, anzunehmen, dass die Szenarien B und C 2045 zusammen fallen. Auch so finden wir es schwer nachvollziehbar, dass das Szenario C in 2045 mit dem Szenario B 2045 zusammenfallen soll, obwohl es zu Beginn eine hohe Geschwindigkeit bezüglich der Transformation angenommen hat. Aufgrund dessen könnte darüber nachgedacht werden, die Szenarien B und C 2045 separat zu entwickeln.

Insofern halten wir die Unterscheidung der Transformationsgeschwindigkeit für gut gewählt, bezüglich des Zusammenfallens von Szenario B und C in 2045 aber nicht valide.

Frage 2: Sind zwei Szenarien ausreichend, um die Bandbreite der Entwicklungen im Jahr 2045 zu beschreiben?

Wie bereits zuvor erläutert, ist schwer vollstellbar, dass die Szenarien B und C in 2045 zusammenfallen werden, wenn sich zwischen ihnen bereits frühzeitig ein Unterschied in den Transformationsgeschwindigkeiten gezeigt hat. Dies muss notwendigerweise zu unterschiedlichen Investitionsentscheidungen und Ausgestaltungsformen des Energiesystems führen: die Elektrifizierung des Gesamtsystems sollte in Szenario C deutlich über dem des Szenarios B liegen.

Durch die Entscheidung, die zwei Szenarien in 2045 zusammenfallen zu lassen, ist die Bandbreite zwischen den möglichen zukünftigen Entwicklungen eingeschränkt. Die ÜNB gehen mit der Vorlage von zwei Szenarien für 2045 aber schon über das gesetzlich vorgeschriebene Soll hinaus. Sollte ein

drittes Langfristszenario unangemessen sein, so bliebe abzuwägen, ob das extrapolierte bestehende Szenario nun eher das Szenario B oder das Szenario C darstellt. Ggf. sollte das Szenario dann auch noch einmal nachgeschärft werden.

Mit den Langfristszenarien muss ja noch keine verbindliche Netzausbauplanung gemacht werden. Sie dient vielmehr der Indikation, welche Netzausbauvorhaben sich auch langfristig als robust erweisen und welche Investitionsentscheidungen insbesondere mit Blick auf die lange Frist vorteilhaft sind. Dies sollte mit den vorgeschlagenen Szenarien gut möglich sein.

Um die Unsicherheit über die langfristige Entwicklung des Stromsystems abzufangen, könnte eine Risikoanalyse eine wertvolle Ergänzung zu den Szenarien sein. In dieser kann aufgezeigt werden, welche Entwicklungen im Stromsystem kritisch mit Blick auf ein Herausfallen aus der für 2045 aufgezeigten Bandbreite der Szenarien, ggf. sogar kritisch mit Blick auf die vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen wären.

Sollten wir von diesem Pfad abkommen, so wäre dies ein Signal an die politischen Entscheidungsträger*innen, Maßnahmen einzuleiten, die Fehlinvestitionen in das Stromnetz vermeiden.

2.2. Weg zur Klimaneutralität

Frage 3: Halten Sie die Vorgehensweise, keinen konkreten CO₂-Zielwert für das Jahr 2037 vorzugeben, für sinnvoll? Falls nicht: Wie sollte dieser Wert für den Stromsektor ermittelt werden?

Die ÜNB gehen davon aus, dass in 2037 der wesentliche Anteil der CO₂-Emissionen des Stromsektors von Gaskraftwerken emittiert wird. Diese sollen sukzessive auf CO₂-neutrale Wasserstoffkraftwerke umgestellt werden. Bei entsprechend ausgerüsteten Kraftwerken und Anschluss an ein Wasserstoffnetz können heutige Erdgaskraftwerke dann zukünftig mit Wasserstoff betrieben werden.

Die ÜNB schlussfolgern, dass die Gaskraftwerke dann unabhängig vom eingesetzten Brennstoff modelliert werden könnten. Für 2037 wird entsprechend kein konkreter Zielwert für die Minderung der CO₂-Emissionen vorgegeben. Die verbleibenden Restemissionen ließen sich anhand einer linearen Kurve in Abhängigkeit des prozentualen Austauschs von Erdgas und Wasserstoff ablesen.

Die Herangehensweise ist nachvollziehbar. Problematisch an dem Vorschlag zur Modellierung halten wir:

- 1) Wenn in der Modellierung nicht vorgegeben ist, wie viel Wasserstoff in den Erdgaskraftwerken eingesetzt wird, dann kann der Bedarf an Wasserstoff für das Szenario auch ex post nicht richtig angegeben werden. Sollte der Wasserstoff für den Einsatz in den Erdgaskraftwerken inländisch erzeugt werden, so nähme dies Einfluss auf die inländische Stromerzeugung und auf die EE-Überschüsse. Es muss dann angenommen werden, dass der in den H₂-Kraftwerken genutzte Wasserstoff importiert wird. Auch diese Importbedarfe sollten in der Wasserstoffbilanz auftauchen, insbesondere, wenn sich der NEP Gas an dem NEP Strom orientieren soll.
- 2) Es ist nicht wahrscheinlich, dass alle Erdgaskraftwerke zu Wasserstoffkraftwerken umgerüstet werden. Insbesondere dezentrale Kleinanlagen werden eher nicht an das zukünftige Wasserstoffnetz angeschlossen sein. Aufgrund dessen sollte eine Annahme darüber getätigt werden, welche Kraftwerke in 2037 bereits zu 100 % H₂ ready sind.

- 3) Insofern lässt sich wahrscheinlich schon genauer ableiten, wie hoch die zukünftigen CO₂-Emissionen des Stromsystems in 2037 ausfallen. Ersichtlich wäre zudem, welcher Handlungsbedarf hinsichtlich der Umrüstung der Erdgaskraftwerke und zugehöriger Infrastruktur besteht, damit das entworfene Szenario ausreichend ambitioniert ist, um die Klimaschutzziele einzuhalten.

Trotz der noch offenen Fragen zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur halten wir es für sinnvoll, dass die sektorspezifischen Ziele aus dem Klimaschutzgesetz genutzt werden, um den CO₂-Minderungspfad des Stromsektors für die Jahre 2037 und 2045 zu beschreiben. Dabei können auch Lock-in-Effekte für Erdgaskraftwerke identifiziert werden.

Frage 4: Werden die Klimaschutzziele ausreichend berücksichtigt?

Der NEP erscheint jetzt ausreichend ambitioniert beim Ausbau der erneuerbaren Energien, bei der Elektrifizierung des Gesamtsystems und bei dem Themenkomplex Wasserstoff. Die Klimaschutzziele werden ebenso wie die Vorgaben aus dem aktuellen Koalitionsvertrag berücksichtigt.

Problematisch ist, dass nicht ersichtlich wird, ob der Wechsel bei den Gaskraftwerken vom Erdgas hinzu Wasserstoff auch in dem erforderlichen Umfang erfolgt. Insofern kann die Einhaltung von CO₂-Emissionsminderungszielen erst bewertet werden, wenn aufgezeigt werden kann, dass der Energiesektor seine sektorspezifischen Minderungsziele mit der Szenariokonfiguration auch erreicht.

Frage 5: Erachten Sie die Höhe und Zusammensetzung des Bruttostromverbrauchs in den einzelnen Szenarien für angemessen?

Im Grundsatz erachten wir die Höhe des Bruttostromverbrauchs als angemessen, er liegt im Mittelfeld aktueller Studien mit vergleichbaren Klimaschutzambitionen.

Bei der Nachfrage der Industrie besteht die Frage, ob die zukünftige Stromnachfrage der Stahlwerke bereits in die Überlegungen eingegangen ist. Hier wird ja erwartet, dass der nächste Investitionszyklus ansteht und die Umstellung auf Wasserstoff erfolgt. Die Stromnachfragen der Industrie in den betreffenden Bundesländern erscheinen dann aber (mit Ausnahme von Brandenburg) als deutlich zu gering.

2.3. Sektorenkopplung und Stromverbrauch

Frage 8: Ist der von den Übertragungsnetzbetreibern in Szenariopfad A vorgeschlagene Einsatz von dezentralen Wasserstoffheizungen, der einen Um- bzw. Ausbau eines ausgedehnten Wasserstoffverteilernetzes bedingt, realistisch? Als Alternative müsste die Anzahl von Haushaltswärmepumpen erhöht werden.

Wir halten den zukünftigen Einsatz von dezentralen Wasserstoffheizungen aus ökonomischen Anreizgründen für nicht realistisch. Zum einen erweist sich die Investitionsoption in einen H₂-Kessel ohne überdimensionierte Förderung für eine Hausbesitzerin bzw. einen Hausbesitzer als nicht attraktiv. Zum anderen ist auch fragwürdig, ob der Ausbau eines H₂-Verteilnetzes ökonomisch vertretbar ist.

Wir plädieren dafür, die Anzahl der Wärmepumpen auch im Szenario A entsprechend zu erhöhen.

Frage 14: Sind die in den Szenarien angenommenen Elektrolysekapazitäten angemessen?

Für einen schnellen Markthochlauf ist eine technologieoffene Ausgestaltung des Regulierungsrahmens anvisiert. Aufgrund von Kostenvorteilen und begrenzten erneuerbaren Kapazitäten in Deutschland ist darüber hinaus auch der Import von CO₂-armem Wasserstoff wahrscheinlich. In der langen Frist wird der Einsatz von Wasserstoff, der mittels Elektrolyse auf Basis von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird, priorisiert.

In der nationalen Wasserstoffstrategie wurden Zielwerte für den Ausbau von Elektrolyseurkapazität in Höhe von 5 GW bis 2030 sowie 10 GW bis 2035 festgelegt. Im aktuellen Koalitionsvertrag wurde das Ausbauziel für 2030 deutlich auf 10 GW erhöht.

Die im Szenariorahmen des NEP angenommenen Elektrolysekapazitäten liegen mit 16 GW bis 20 GW für das Jahr 2037 damit deutlich über den bisherigen Planungen der Nationalen Wasserstoffstrategie. Es ist jedoch davon auszugehen, dass diese Planungen noch an den Koalitionsvertrag angepasst und entsprechend erhöht werden. Die aktuellen Fördersummen für Elektrolyseanlagen basieren jedoch auf den Kapazitäten aus der Nationalen Wasserstoffstrategie. Damit ist zumindest kurzfristig eine schnelle Erhöhung der Elektrolysekapazitäten unwahrscheinlich, da diese aufgrund ihrer Kostenstruktur auf Förderung angewiesen sind. Erst bei entsprechender Erhöhung der Fördersummen ist ein beschleunigter Ausbau der Elektrolyseurkapazitäten möglich. Vor diesem Hintergrund könnte zwischen den Szenarien für das Jahr 2037 ein etwas breiterer Trichter aufgemacht werden, der insbesondere auch geringere Elektrolyseurleistungen in Deutschland in Betracht zieht. Neben den Elektrolyseuren als solchen sind auch die für deren Betrieb notwendigen EE-Kapazitäten erforderlich.

Wir gehen davon aus, dass die Methodik der Marktpartnerabfrage zu erheblichen Verzerrungen bzgl. der zu erwartenden Elektrolyseurkapazitäten führt. Es existiert eine Kluft zwischen einem förderfähigen Markthochlauf von Elektrolysekapazitäten und den Bedarfen oder Wünschen aus einzelwirtschaftlichen Überlegungen seitens der Industriebetriebe. Diese Verzerrung sollte zumindest in Sensitivitäten berücksichtigt werden.

Frage 15: Sollte im „wasserstofflastigen“ Szenariopfad A eine geringere Elektrolysekapazität angenommen werden als im „stromlastigen“ Szenariopfad B/C?

Wie bereits in Frage 14 angegeben, befürworten wir eine stärkere Variation der Elektrolyseurkapazität. Wir sehen es als wahrscheinlicher an, dass die bisherigen Annahmen nach unten korrigiert werden als nach oben. Insofern ist eine Reduktion der Elektrolysekapazität im Szenario A plausibel.

Dies wird zu einem höheren Importbedarf von Wasserstoff führen. Dies verdeutlicht die Dringlichkeit, dass daran gearbeitet werden muss, dass es sich bei dem importierten Wasserstoff um grünen Wasserstoff handelt.

Frage 16: Wie beurteilen Sie die Einteilung in Onsite- und Offsite Elektrolyse und die daraus folgenden Betriebs- und Regionalisierungskonzepte?

Im Szenariorahmen des NEP wird vorgeschlagen, einen Teil der Elektrolysekapazität onsite, d.h. an den Industriestandorten mit Wasserstoffnachfragen, und den verbleibenden Teil offsite, d.h. orientiert an hohen EE-Einspeisungen aus Windenergieanlagen, zu regionalisieren.

Die unterstellte onsite Elektrolysekapazität basiert auf einer Marktpartnerabfrage, aus der hervorgeht, dass Industriebetriebe mit hohen Wasserstoffbedarfen diesen gerne vor Ort erzeugen möchten, um ihre Versorgung sicherzustellen.

Über die Szenarien hinweg ergibt sich ein Verteilschlüssel von 60 % onsite zu 40 % offsite (Szenario A 2037) bis 32 % onsite zu 68 % offsite (Szenario B / C 2045).

Grundsätzlich ist darauf zu achten, dass keine Doppelstrukturen für den Stromtransport für onsite Elektrolyseure und gleichzeitig für den Wasserstofftransport aus offsite Elektrolyseuren aufgebaut werden. Neben diesen grundsätzlichen Überlegungen spielt auf die Effizienz des Transportweges eine wichtige Rolle: die Stromverluste im Stromübertragungsnetz sind den Energiebedarfen für den Wasserstofftransport gegenüberzustellen.

Um zu verhindern, dass Elektrolyseanlagen nach einem strukturellen Netzengpass gebaut werden, ist es das Bestreben einiger europäischer Länder, entsprechende regionale Anreize für Elektrolyseanlagen zu setzen. In den delegierten Rechtsakt für Artikel 27(3) der RED II wird mit hoher Wahrscheinlichkeit eingegangen, dass Mitgliedsstaaten den Freiraum haben, entsprechende regionale Anreize oder gar Ausschlussgebiete für Elektrolyseanlagen zu definieren. Vor diesem Hintergrund sind signifikante Erhöhungen der Elektrolyseurkapazitäten südlich der strukturellen Netzengpässe in Deutschland mit einer höheren Unsicherheit zu bewerten.

Vielmehr könnte die Marktpartnerabfrage auch einen Hinweis auf Vorzugsregionen bei der Anbindung an das Wasserstoffnetz geben. Insbesondere die in Abbildung 19 des NEP-Szenariorahmens dargestellten hohen onsite Elektrolysekapazitäten in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen sind vor diesem Hintergrund zu hinterfragen: in diesen Regionen wird der Anschluss an ein zukünftiges, sich von Norden entwickelndes Wasserstoffnetz (siehe Hydrogen Backbone) früher und kostengünstiger möglich sein als beispielsweise in Bayern oder Baden-Württemberg.

An dieser Stelle zeigt sich die Notwendigkeit einer integrierten Infrastrukturplanung von Strom und Gas: Um nachhaltige Entscheidungen zu treffen, ist die Aufnahme von diesbezüglichen Bemühungen dringend angeraten.

Die unterstellten Volllaststunden von onsite Elektrolyseuren in Höhe von 4.500 h in 2037 und 3.000 h in 2045 erscheinen vor dem Hintergrund des delegierten Rechtsakts für Artikel 27(3) der RED II plausibel. Für offsite Elektrolyseure erscheinen 2000 Volllaststunden in 2037 vergleichsweise wenig, da auch sie zur Deckung der Wasserstoffnachfrage beitragen müssen.

Frage 17: Ist die mit DAC-Anlagen der Atmosphäre entnommene Menge CO₂ unter Berücksichtigung von weiteren CCS-Maßnahmen ausreichend hoch, um die nicht vermeidbaren CO₂ Emissionen zu kompensieren?

Bisher wird im Szenariorahmen nicht ausreichend konkret beschrieben, welche CO₂-Emissionen als „nicht vermeidbar“ betrachtet werden. Entsprechend schwer ist es, die vorgesehene Kapazität zu bewerten. Falls sie angesetzt werden, um die nicht vermeidbaren Treibhausgasemissionen aus dem Stromsektor, die beispielsweise bei der Verbrennung von Abfall anfallen, zu kompensieren, so zeigt dies erneut, dass die Ermittlung eines CO₂-Minderungspfades und eine Bewertung der CO₂-Emissionen aus den Erdgaskraftwerken notwendig ist.

Frage 18: Wie sollten die DAC-Anlagen regionalisiert werden?

Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen mit Verweis auf die Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ an, dass mittels DAC 20 Mio. t CO₂ aus der Atmosphäre entnommen werden. Hierzu werden

DAC-Anlagen mit einer installierten Leistung von 3 GW angenommen, die im Dauerbetrieb (7.000h) arbeiten und einen Strombedarf von 21 TWh haben.

Für den Betrieb der DAC-Anlagen sollte sichergestellt werden, dass sie nur in Stunden betrieben werden, in denen der notwendige Strom aus EE-Anlagen erzeugt wird. Es ist fraglich, ob die angenommene Betriebsstundenzahl dafür nicht zu hoch angesetzt ist.

Bei der Regionalisierung sind sich die ÜNB noch unsicher, da es mehrere, sich widersprechende Kriterien gibt:

- Um sicherzustellen, dass die DAC-Anlagen vorwiegend erneuerbaren Strom einsetzen und um diesen nicht zu transportieren, ist ein küstennaher Standort vorteilhaft. Zudem existieren im Norden mit den Salzkavernen potentielle CO₂-Speicherstätten.
- Um das CO₂ in Industrieprozessen einzusetzen, ist ein entsprechender industrienaher Standort vorzuziehen. Hierfür müsste der Strom aber über das Stromnetz transportiert werden.

Unserer Einschätzung nach sollten die DAC-Anlagen im Norden platziert werden. Dies hat einerseits den Vorteil, dass die DAC-Anlagen aufgrund der besseren Windverhältnisse effizienter betrieben werden können. Andererseits wird das Stromnetz nicht durch den Strombedarf belastet. Es ist absehbar, dass das CO₂ auch im Norden einen Verwendungszweck hat: Es kann in Raffinerien bei der Herstellung von E-Fuels genutzt werden.

Frage 19: Wie bewerten Sie die veränderte Modellierung der Flexibilitäten, insbesondere mit Blick auf den marktorientierten Ansatz für die Szenarien C 2037 und B/C 2045?

Die Darstellung der dezentralen Flexibilitäten im NEP wurde deutlich verbessert.

Bisher wurden die Nachfragekurve an den einzelnen Netzknoten durch eine Optimierung so variiert, dass dezentralen Flexibilitäten die Nachfragepeaks in die Zeiten mit geringer Nachfrage verschoben haben. Dies sollte einen verteilnetzdienlichen Einsatz der Flexibilitäten abbilden.

Wie in vorangehenden Kommentierungen des Öko-Instituts dargestellt, ist es aber verteilnetzdienlicher, von einer residualen Nachfrage auszugehen, also einer Nachfrage, von der bereits eine regionale Einspeisung aus erneuerbaren Energien abgezogen wurde. Diesem Impuls sind die ÜNB für die Szenarien A sowie für das Szenario B 2037 gefolgt: von der regionalen Last wird vor der sonst gleichen Optimierung die regionale Stromerzeugung aus PV-Aufdachanlagen abgezogen. Hierdurch sollte die Integration der erneuerbaren Energien im Vergleich zum vorangehenden NEP deutlich verbessert sein. Diese Modellierungsweise ist zudem nicht nur netzdienlich für das untergelagerte Verteilnetz. Sie sollte auch positive Effekte für die Netzauslastung des Übertragungsnetzes mit sich bringen.

Für die Szenarien C 2037 und B/C 2045 schlagen die ÜNB vor, einen marktorientierten Ansatz zu verfolgen. Dieser würde nach Aussage der ÜNB zwar definitiv zu einer höheren EE-Integration führen, er könne aber auch den „Netzausbaubedarf“ (Übertragungsnetz? Verteilnetz?) treiben. Der Differenzierung zwischen den Szenarien liegt wahrscheinlich die Annahme zugrunde, dass sich auch dezentrale Flexibilitäten bei zunehmenden EE-Anteilen in den Markt integrieren müssen.

Würden alle Akteure in einem dekarbonisierten Stromsystem rein marktgetrieben handeln, so nähme der Druck auf das einheitliche deutsche Marktgebiet zu, und die Argumente für eine Trennung des Marktes in zwei Preiszonen überwiegen. Wir halten es für wahrscheinlicher, dass

Anstrengungen unternommen werden, um der Heterogenität des Marktgebietes entgegenzuwirken, z.B. durch einen netzdienlichen Einsatz von dezentralen Flexibilitäten, wie es sich bereits in den Diskussionen um ein Redispatch 3.0 abzeichnet. Aufgrund dessen schlagen wir vor, den für die Szenarien A und B 2037 gewählten Ansatz in allen Szenarien anzuwenden.

Wir haben noch einige Anmerkungen zu der bisherigen Beschreibung der dezentralen Flexibilitäten:

Die ÜNB schreiben, dass der marktgetriebene Einsatz der dezentralen Flexibilitäten zwar einen Beitrag zur EE-Integration leisten wird, dafür aber den Netzausbaubedarf treiben wird.

Es sollte stets deutlich werden, ob sich die Einschätzung der ÜNB bezüglich des Netzausbaubedarfs auf das Verteilnetz, auf das Übertragungsnetz oder auf beide Netzebenen bezieht. Da dargestellt wird, dass diese veränderte Modellierung bei der Marktorientierung zusätzlichen Netzausbaubedarf verursacht, wäre auch wünschenswert, dass herausgestellt wird, dass die veränderte Modellierung bei den anderen Szenarien den Übertragungsnetzbedarf sowie den Verteilnetzbedarf im Vergleich zu der bisherigen Modellierung mit hoher Wahrscheinlichkeit reduzieren wird. Diese Verbesserung ist bisher nicht eingängig.

Wir würden zudem infrage stellen, dass die marktorientierte Modellierung der dezentralen Flexibilitäten den Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz notwendig erhöht:

Ohne Frage sind die Zeiten hoher EE-Einspeisung in Kombination mit hoher Nachfrage die Stresssituationen für das Übertragungsnetz. Eine Erhöhung der Nachfrage durch dezentrale Flexibilitäten würde das Problem tendenziell verschärfen, wenn die Nachfrageerhöhungen hinter einem Engpass liegen. Das Problem wird zur gleichen Zeit aber durch die Nachfrageerhöhungen vor den Engpässen reduziert. Sofern in den auslegungsrelevanten Zeitpunkten Strom exportiert wird, ist ebenfalls unklar, ob der Export oder die Nachfrageerhöhung für das Netz eine höhere Belastung darstellt. Unseres Erachtens lässt sich erst durch eine Modellierung zeigen, inwiefern sich diese Effekte ausgleichen. Aufgrund dessen würden wir noch einmal prüfen, ob die Vermutung („höhere EE-Integration auf Kosten von zusätzlichem Netzausbaubedarf“) in dieser zwingenden Kausalität aufrechterhalten werden soll.

Frage 21: Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade für Wind Offshore sowie die Aufteilung auf Nord-/Ostsee und die AWZ für sinnvoll?

Die Vorgabe aus dem Koalitionsvertrag, 40 GW Wind offshore bis 2035 und 70 GW Wind offshore bis 2045 zu errichten, ist in den aktuellen Szenariorahmen des NEP nachvollziehbar eingearbeitet. Damit bewegen sich die NEP-Szenarien am oberen Ende der auf Abbildung 8 dargestellten Ausbaupfade aktueller Szenarien und sind damit sehr ambitioniert.

Die Annahmen im NEP sind noch nicht durch einen Flächenentwicklungsplan abgesichert, da das BSH diesen noch nicht abgeschlossen hat. Entsprechend schwer ist es, die Vorgabe des Koalitionsvertrags zu antizipieren.

Der Szenariorahmen weist darauf hin, dass die vorgenommenen Annahmen zur zukünftigen Lokalisierung der Wind offshore Kapazitäten jenseits von 40 GW installierter Leistung stark unsicherheitsbehaftet sind. Auch andere Studien schätzen das maximale Potential für Wind offshore in deutschen Gewässern auf etwa 60 GW.

Aufgrund der Unsicherheit bezüglich der Zielerreichung erscheint es plausibel, in einem Szenario anzunehmen, dass die Vorgabe des Koalitionsvertrags nicht erfüllt und anstelle dessen verstärkt auf Wind onshore gesetzt wird. Hierfür wurde sich das Szenario C 2037 (und 2045) mit der höheren Transformationsgeschwindigkeit anbieten.

Frage 23: Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade für Wind Onshore für realistisch?

Die Ausbaupfade für Wind Onshore müssten für die Erreichung des 80%-Ziels bzgl. des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 deutlich höher liegen als im Szenariorahmen bisher angenommen. Für das Jahr 2030 sind mindestens 100 GW Wind Onshore erforderlich, was einem Netozubau von rund 5 GW pro Jahr entspricht. Wird diese Zubaurate fortgeschrieben, so ergibt sich für Wind Onshore im Jahr 2037 eine installierte Leistung von 135 GW und von 175 GW im Jahr 2045.

Alle Szenarien liegen zum Teil deutlich darunter. An dieser Stelle besteht eine Wechselwirkung zum unterstellten Ausbaupfad für Wind Offshore. Der vergleichsweise geringe Zubau bei Wind Onshore wird durch den vergleichsweise hohen Zubau bei Wind Offshore kompensiert. Nach unserer Einschätzung sollte zumindest in den Szenarien C 2037 und B/C 2045 ein erhöhter Ausbaupfad für Wind Onshore abgebildet werden.

Frage 24: Wie schätzen Sie die zukünftige Flächenverfügbarkeit für Wind Onshore Anlagen ein, besonders im Kontext des 2 % Flächenziels?

Das 2 % Flächenziel für Wind Onshore Anlagen wurde bislang von fünf Bundesländer auch als landesspezifisches Ziel übernommen (Brandenburg, Hessen, Rheinland-Pfalz, Niedersachsen und Schleswig-Holstein)¹. Baden-Württemberg hat ein 2 % für Wind und PV, in Thüringen liegt das Flächenziel für Wind Onshore bei 1 %. Neben den drei Stadtstaaten und dem Saarland haben sich insbesondere Bayern, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen und Sachsen-Anhalt noch keine Flächenziele für Wind Onshore gesetzt.

Um den zuvor skizzierten Ausbau bei Wind Onshore zu erreichen, ist es jedoch erforderlich, dass langfristig alle Bundesländer etwa 2 % der Landesfläche für Wind Onshore Anlagen ausweisen müssen. Dies stellt insbesondere für den Freistaat Bayern eine große Herausforderung dar, da er als größtes Bundesland die derzeit restriktivsten Abstandsregelungen (10H-Regel) aufweist. In der Folge sind auch nur sehr wenig Wind Onshore Anlagen in Bayern in Betrieb. Um in Bayern 2 % der Landesfläche für Wind Onshore zu nutzen, wäre bis 2045 ein jährlicher Zubau von 1,5 GW nötig.

Frage 25: Halten Sie die angenommenen pauschalen Volllaststunden für Wind Onshore für 2037 und 2045 für realistisch?

Als Durchschnittswert über alle Anlagenstandorte und unter Berücksichtigung der technischen Entwicklung für Wind Onshore Anlagen halten wir die angenommenen pauschalen Volllaststunden für realistisch.

¹ Bericht des Bund-Länder-Kooperationsausschusses zum Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie zu Flächen, Planungen und Genehmigungen für die Windenergienutzung an Land, 21. Oktober 2021, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/EEG-Kooperationsausschuss/2021/bericht-bund-laender-kooperationsausschuss-2021.pdf?blob=publicationFile&v=4>

Frage 26: Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade sowie die Aufteilung auf Freiflächen- und Aufdachanlagen für Photovoltaik für sinnvoll?

PV weist im Vergleich zu Wind Onshore und Wind Offshore ein geringeres Konfliktpotenzial auf. Von daher halten wir die angenommenen Ausbaupfade für sinnvoll. Auch die jeweils hälftige Aufteilung auf Freiflächen- und Aufdachanlagen ist nachvollziehbar. Bis zum Jahr 2045 wird bei PV-Dachanlagen das verfügbare Potenzial bereits zu rund Dreiviertel genutzt, bei Freiflächenanlagen zu rund der Hälfte. Vor diesem Hintergrund bieten sich nur wenig Verschiebepotenziale zwischen der PV-Nutzung auf Dachflächen und Freiflächenanlagen.

Die geplanten PV-Nutzungspflichten für Gebäude werden den Ausbau von PV-Dachanlagen beschleunigen, Agri-PV könnte langfristig den Ausbau von PV-Freiflächenanlagen unterstützen.

Frage 27: Wie sehen Sie die Rolle der Biomasse in den Zieljahren, besonders im Kontext der anderweitigen Nutzungsmöglichkeiten (Prozesswärme, klimaneutrale Kohlenstoffquelle etc.)?

Biomasse wird eine zunehmend wichtige Rolle bei der Dekarbonisierung des Industrie- und des Wärmesektors spielen müssen. Im Falle der Stahlindustrie und der chemischen Industrie ist der Einsatz von Biomasse in Kombination mit CCS (BECCS) vorgesehen, da hier sowohl prozessbedingte Kohlenstoffflüsse als auch sehr konzentrierte Energienachfragen auftreten. Insbesondere für die Hochtemperatur-Wärmebedarfe des Industriesektors ist der Einsatz von Biomasse eine der wenigen Optionen als Alternative zu Wasserstoff und e-Fuels.

Da das Potenzial für Biomasse jedoch begrenzt ist und mehrere Nutzungsarten und Sektoren um Biomasse konkurrieren, sollte Biomasse zukünftig nur noch gezielt dort eingesetzt werden, wo es den größten Nutzen entfaltet.

Im Fall von Biogas ist es aus ökologischen Gesichtspunkten erstrebenswert, auf den Anbau von Energiemais zu verzichten, da dieser mit erheblichen negativen Umweltauswirkungen verbunden ist (z.B. Bodenverdichtung, Wasserbedarf, Lachgasemissionen aus der Stickstoffdüngung, Insektensterben,...). Deshalb sollte sich bei der Biogasgewinnung auf die energetische Verwertung von vergärbaren Reststoffen konzentriert werden. Die Reststoffe Gülle und Klärschlamm weisen jedoch einen hohen Wassergehalt bzw. eine sehr geringere energetische Dichte auf, so dass sich ein Transport über längere Strecken nicht lohnt. Für diese Reststoffe ist daher eine dezentrale Infrastruktur an Biogas- und Klärgasanlagen erforderlich. Gleiches gilt für Biogasanlagen, die kommunale Bioabfälle vergären (braune Tonne).

Wird auf den Einsatz von Anbaubiomasse in Biogasanlagen zunehmend verzichtet, sinkt in den bestehenden landwirtschaftlichen Fermentern die Gasausbeute. Dieser Rückgang kann von einer zunehmenden Güllevergärung jedoch nicht kompensiert werden. Auch Veränderungen in der Landwirtschaft wie ein sinkender Nutztierbestand aufgrund von veränderten Essensgewohnheiten (geringerer Konsum tierischer Produkte) spielen bei der Prognose der zukünftig vorhandenen Reststoffe in der Landwirtschaft eine Rolle.

Da eine Biogasaufbereitung mit anschließender Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz nur für große Biogasanlagen mit entsprechendem Anschluss an das Erdgasnetz möglich ist, wird der überwiegende Teil der landwirtschaftlichen Biogasanlagen das produzierte Biogas weiterhin in Strom

und Wärme umwandeln. Die Anlagen werden dabei aber zunehmend flexibel als Tagesspeicher betrieben und die Volllaststunden sind entsprechend geringer als heute anzunehmen.

Kommunale Biogas- und Klärgasanlagen weisen einen ausreichend hohen Eigenstrom- und Wärmebedarf auf, so dass auch diese das anfallende Biogas weiterhin in Strom und Wärme umwandeln werden. Bei einer Zunahme der getrennten Erfassung von Bioabfällen und der Klärgasgewinnung kann dann diese Stromerzeugungstechnologie weiter ausgebaut werden.

Wir gehen deshalb davon aus, dass es weiterhin Biogasanlagen zur energetischen Nutzung von vergärbaren biogenen Reststoffen geben wird. Landwirtschaftliche Biogasanlagen werden darüber hinaus ergänzend zu Gülle auch Anbaubiomasse einsetzen, jedoch in deutlich geringerem Umfang als heute.

Im Fall von holzartiger Biomasse gehen wir davon aus, dass diese sowohl in der Industrie als auch in Heizwerken für kommunale Nahwärmenetze eingesetzt wird. Anders als bei Biogas steht hier eindeutig die Wärmeerzeugung im Vordergrund.

Insofern bildet der Szenariorahmen des NEP es richtig ab, dass die installierte Leistung an Biomassekraftwerken im Stromsystem zukünftig zurückgehen sollte, um die Dekarbonisierung des Gesamtsystems zu realisieren.

Da vergärbare Reststoffe nur in Biogasanlagen sinnvoll genutzt werden können und Biogas zudem speicherbar ist, erscheint uns eine Beibehaltung der heutigen installierten elektrischen Leistung von Biogasanlagen in Höhe von 5 GW durchaus angebracht². Für den Betrieb der Biogasanlage als Tagesspeicher erscheinen uns 3000 bis 4000 Volllaststunden realistisch, was einer Stromerzeugung von 15 TWh bis 20 TWh entspricht. Die Höhe der Stromerzeugung ist neben dem Erschließungsgrad von vergärbaren Reststoffen auch vom weiteren Verlauf des Einsatzes von Anbaubiomasse in Biogasanlagen abhängig.

Frage 28: Ist die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Methodik zur Abbildung der Spitzenkappung angemessen? Welche anderen Möglichkeiten gibt es, Spitzenkappung modellseitig abzubilden?

Durch Spitzenkappung soll vermieden werden, dass das Stromnetz für selten auftretende Einspeisespitzen aus erneuerbaren Energien (Wind onshore, PV) ausgebaut wird. Der Netzausbau soll nach § 1 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 1 Abs. 1 EEG auf ein „volkswirtschaftlich sinnvolles Maß“ beschränkt werden. Aufgrund dessen sind die ÜNB verpflichtet, Spitzenkappung bei der Planung des Übertragungsnetzes anzuwenden.

Die ÜNB orientierten sich bisher an dem Vorgehen der BMWi-Verteilernetzstudie (2014). Die Methodik sieht vor, die Einspeisespitzen der erneuerbaren Erzeuger soweit zu kappen, dass 3 % der Jahresenergiemenge abgeregelt wird. Es darf maximal 30% der Einspeiseleistung in jeder Stunde gekappt werden. Sie schlagen vor, das Verfahren beizubehalten.

Die ÜNB schrieben im NEP (2019), dass angenommen werden darf, dass sich Netzregionen, denen hohe Spitzenkappungsfaktoren zugeordnet werden, für den zukünftigen netzdienlichen Einsatz von Power-to-X-Anwendungen eignen würden, sofern auch die Randbedingungen gegeben sind.

² Basisdaten Bioenergie 2019, FNR, https://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/broschuere_basisdaten_bioenergie_2019_web.pdf

Insofern, so der Vorschlag, könnte der Spitzenkappungsstrom implizit auch diesen Anwendungen und damit einem weitergehenden Nutzen zugeordnet werden.

Im aktuellen NEP spielt der Einsatz von Elektrolyseuren eine größere Rolle als jemals zuvor. Vor dem Hintergrund ist zu überlegen, ob der Gedanke aufgegriffen werden sollte: anstelle der Spitzenkappung könnte an den Standorten mit hohen Kappungsfaktoren ein Elektrolyseur lokalisiert werden. In dem Fall sollte hier auf die Spitzenkappung (teilweise) verzichtet werden.

Neu im aktuellen NEP ist mit den hohen EE-Anteilen auch, dass die technologischen Glättungseffekte von Wind und PV lokal wirksamer werden. Aufgrund dessen sollte die EE-Spitzenkappung auf die kombinierten lokalen EE-Einspeiseprofile angewendet werden, so dass die Wirkung dieses Effekts nicht verloren geht.

Ehe durch das Verfahren pauschal 3% der EE-Einspeisung aller Wind onshore- und PV-Anlagen gekappt wird, sollte sichergestellt sein, dass mit diesem Verfahren auch weiterhin nur die extremen Einspeisespitzen eliminiert werden, die „volkswirtschaftlich sinnlosen“ Netzausbau hervorrufen. Hierzu sollten die Eingangsdaten geprüft werden. Ggf. könnte die Regel so variiert werden, dass die Spitzenkappung nur dann vorgenommen wird, wenn die EE-Einspeisespitze $>x\%$ über dem 75%-Quantil der EE-Einspeiseleistung liegt.

2.4. Regelbare Kraftwerksleistung und Speicher

Frage 30: Sollen Erdgaskraftwerke nach 45 Jahren zurückgebaut werden oder sollte am Standort ein baugleicher Ersatz als Gaskraftwerk angenommen werden?

Nach dem Kohleausstieg steht als nächster Schritt der Dekarbonisierung im Stromsystem der Erdgasausstieg an. Als Ersatz für Erdgaskraftwerke kommen dann Wind- und PV-Anlagen sowie Wasserstoffkraftwerke in Frage.

Für neue Gaskraftwerke gilt, dass diese bereits heute als H₂ ready Kraftwerke geplant und genehmigt sein müssen, so dass eine spätere Umstellung auf 100 % Wasserstoff technisch jederzeit möglich ist. Für eine Umrüstung auf Wasserstoff ist dann ein Anschluss an die noch aufzubauenden Wasserstofffernleitungen eine logische Grundvoraussetzung.

Da der genaue Verlauf der Wasserstofffernleitungen noch unklar ist, ist es auch denkbar, dass in der Übergangszeit Erdgaskraftwerke länger in Betrieb bleiben als 45 Jahre.

Frage 31: Sollte an ehemaligen Standorten von Kohlekraftwerken ein Gaskraftwerksneubau angenommen werden, sofern ein Anschluss an das Gasnetz möglich ist?

Grundsätzlich ist das ein geeignetes Vorgehen, um sowohl die bereits vorhandene Infrastruktur für Stromnetze als auch diejenige für Gasnetze zu nutzen. Im Falle der Gasnetze gilt dann jedoch, dass diese im weiteren Verlauf dann auch auf Wasserstoff umgerüstet werden (können). Ist bereits heute absehbar, dass die in Frage kommenden Standorte nicht an das geplante Wasserstofffernleitungsnetz angeschlossen werden können, so sollte an diesen Standorten auch kein Gaskraftwerksneubau angenommen werden.

Frage 34: Sollte sich die Betriebsweise der KWK-Anlagen im Zieljahr ausschließlich am Strommarkt orientieren oder sind ggf. weiterhin „Must-Run“ Restriktionen abgeleitet aus den Bedürfnissen der Wärmeversorgung zu berücksichtigen?

Eine KWK-Anlage wird zukünftig nur noch zum Einsatz kommen, wenn in etwa zur gleichen Zeit eine Nachfrage nach Strom und Wärme besteht. Rein zur Wärmeversorgung sind Heizwerke oder Kessel effizienter. Der Einsatz von KWK-Anlagen sollte so modelliert werden, dass verschiedene Wärmequellen zum Einsatz kommen können, je nach Situation am Strommarkt (zum Beispiel Elektrokessel oder Heizkessel). Die Nutzung von „Must-Run“ Restriktionen aus den Bedürfnissen der Wärmeversorgung ist vor diesem Hintergrund nicht mehr zielführend.

Frage 36: Der Zubau von gasbetriebenen Kleinkraftwerken bedingt einen umfangreichen Ausbau eines Wasserstoffverteilsnetzes hin bis zum Hausanschluss. Sollte ein solcher Ausbau angenommen werden oder ist er unwahrscheinlich?

Einen umfangreichen Ausbau eines Wasserstoffverteilsnetzes halten wir für sehr unwahrscheinlich, da Wasserstoff ein vergleichsweise teurer Energieträger sein wird. Gasbetriebene Kleinkraftwerke wird es deshalb langfristig nur noch in sehr geringem Umfang geben.

2.5. Europäischer Rahmen

Frage 42: Halten Sie die Anwendung von FBMC für das Zieljahr 2037 und des NTC-Verfahrens für das Zieljahr 2045 für geeignet?

Es ist nachvollziehbar, dass mit zunehmender Unsicherheit die FBMC-Methodik zur Abbildung der Stromaustausche mit dem Ausland durch die NTC-Methode ersetzt wird. Ob die Unsicherheit erst in 2045 entsprechend hoch ist, vermögen wir nicht einzuschätzen.

Frage 43: Halten Sie die vorgeschlagenen zusätzlichen Interkonnektoren für angemessen?

Im vorangegangenen NEP hat die BNetzA den Vorschlag der ÜNB bezüglich der Interkonnektoren mit der Begründung reduziert, dass sich die Interkonnektoren erst in einer Cost Benefit Analysis (CBA) als vorteilhaft erweisen müssten, da sie anders als inländische Leitungen bewirtschaftet werden. Diese Vorgabe kann unseres Erachtens beibehalten werden, wenn gewährleistet wird, dass die durch die CBA bestätigten Interkonnektoren dann auch in die finale Markt- und Netzmodellierung eingehen.

Viele der genannten Interkonnektoren wurden bereits mit dem letzten NEP durch die CBA als ökonomisch sinnvoll erachtet. Bei diesen würden wir dafür plädieren, sie bereits von Beginn an in die zu berücksichtigende Interkonnektorenkapazität mit aufzunehmen.

Frage 44: Welche Methodik zur Verteilung der NTC-Gesamtkapazität auf die einzelnen Grenzen halten Sie am geeignetsten?

Zur Bemessung der Summe der NTC-Kapazität in 2045 schlagen wir vor, abweichend vom EU-Stromverbundziel nicht von 15% der installierten Leistung, sondern von 15% der maximal eingespeisten Leistung auszugehen.

Wir plädieren dafür, die für das Jahr 2037 ermittelten NTCs nicht einfach zu skalieren, sondern sie entsprechend des alternativen Vorschlags der ÜNB an den Grenzen anzuheben, an denen die Langfristszenarien einen höheren Nutzen ermittelt haben.