



Stellungnahme

Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2023-2037 (Version 2022) Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber Konsultation durch die Bundesnetzagentur

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben der Bundesnetzagentur (BNetzA) gemäß ihrem Auftrag nach § 12a EnWG am 10. Januar 2022 den Entwurf eines „Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Strom 2023-2037 (Version 2022)“ vorgelegt. Die BNetzA hat den Entwurf öffentlich vorgestellt und ihn gleichzeitig im Internet veröffentlicht und bis zum 14. Februar 2022 zur Konsultation gestellt. Zu dem Entwurf nimmt die Deutsche Umwelthilfe e.V. (DUH) wie folgt Stellung.

Berlin, den 14. Februar 2022

Einleitung

Der vorgelegte Szenariorahmen überzeugt mit seinem beherzten Blick in die Zukunft. Statt wie vom Energiewirtschaftsgesetz vorgegeben, die Energiewelt von heute ein paar Jahre weiterzuentwickeln, wagt er erstmals ein neues Paradigma: die Treibhausgasneutralität 2045. Der hier vorgelegte Szenariorahmen schafft die Grundlage für die Planung des 2045 für Treibhausgasneutralität benötigten Stromnetzes und denkt damit vom Ziel her. Die Macher des Szenariorahmens erweisen sich damit einmal mehr als Vorreiter der Energiewende. Die Zustimmung der Bundesnetzagentur zu diesem Vorgehen ist richtig. Der nächste Schritt wäre, für die Gasnetzplanung die gleichen Prämissen vorzugeben und auf eine integrierte Planung der verschiedenen Energieinfrastrukturen hinzuarbeiten. Denn nur gemeinsam betrachtet, wird das „Klimaneutralitätsnetz“ valide.

Positiv überrascht haben auch die deutlich realistischeren Annahmen zum Bruttostromverbrauch, die umfangreichere Befassung mit der Flexibilität und neuen Speichern, die spannenden Mutmaßungen zu Wärme- und Heizsystemen, die Hypothesen zu Gaskraftwerken sowie zum Erdgas- und Wasserstoffbedarf. Sie zeugen von einer intensiven Auseinandersetzung mit der Materie und der ständigen Weiterentwicklung der Methodik des Szenariorahmens.

Durch das angekündigte Oster- und ggf. auch das Sommerpaket der Bundesregierung können sich Details bei den Annahmen möglicherweise noch verschieben. Dies muss bei der Bestätigung des Szenariorahmens durch die BNetzA natürlich berücksichtigt werden. Die Planung „vom Ziel her“ gibt dem Szenariorahmen und damit dem Netzentwicklungsplan aber hoffentlich größere Stabilität und der Infrastrukturplanung insgesamt mehr Planungssicherheit.

Konsultation und Beantwortung spezifischer Fragen der BNetzA

A) Sektorenkopplung und Stromverbrauch

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

Die nachfolgenden Erläuterungen zu den einzelnen Sektoren geben teilweise Antworten auf diese Frage. Letztlich ist die Höhe des Bruttostromverbrauchs immer auch eine Frage der Effizienz, die bei allen Maßnahmen entscheidend ist. Auf Seite 33 ist zu lesen, dass die regionale Verteilung des Stromverbrauchs wesentliche Einflussgröße für die Auslegung der Stromnetze ist – warum nicht die Stromerzeugung?

Private Haushalte (S.33)

6. Ist die Annahme angemessen, dass sich Effizienzsteigerungen im Haushaltsbereich mit zusätzlichem Stromverbrauch ausgleicht?

7. Sind die technischen Parameter zur Herleitung des Stromverbrauchs von Wärmepumpen in der Höhe richtig gewählt?

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.

Diesen Frageblock kommentiert die DUH wie folgt:

Erneuerbares Gas wird eine knappe Ressource sein. Der Einsatz von erneuerbarem Gas muss deshalb so effizient wie möglich erfolgen und auf die Anwendungsarten beschränkt werden, für die es absehbar keine Alternative gibt. Wasserstoffheizungen gehören nicht dazu, der Aus- und Umbau sowie das Vorhalten eines Wasserstoffverteilernetzes (Ortsverteilnetz) ist völlig unrealistisch. Aufgrund des besseren Wirkungsgrades ist die direkte Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien dem Einsatz von erneuerbarem Gas vorzuziehen.

Im Gebäudebereich stehen direkt-elektrische Anwendungen zur Verfügung und von daher sollte dieser Bereich den Einsatz von gasförmigen Energieträgern künftig auszuschließen. Der Einbau neuer Gasheizungen sollte ab 2025 verboten werden.

Die Fraunhofer Studie „Entwicklung der Gebäudewärme und Rückkopplung mit dem Energiesystem in - 95% THG-Klimazielszenarien“¹ von 2019 stützt die Annahme, dass es auch nötig sein wird, Wärmepumpen in unsanierten Gebäuden zu installieren und schreibt hierzu: „Bei einer niedrigen Sanierungsrate für das Dämmen von Bestandsgebäuden und unter Berücksichtigung der Kesselaustauschraten bedeutet das aber auch, dass Wärmepumpen nicht nur in effiziente Bestandsgebäude eingebaut werden müssen (also Gebäude die mindestens nach 1977 nach der 1. Wärmeschutzverordnung oder besser noch ab 1995 nach der 3. Wärmeschutzverordnung gebaut wurden). Denn auch wenn die energetische Sanierungsrate für Wohngebäude von derzeit ca. 1 % im

1

https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2019/2019_Feb_Bericht_Fraunhofer_IEE_-_Transformation_Waerme_2030_2050.pdf am 09.02.2022

langjährigen Mittel auf über 2 % gesteigert werden sollte, bedeutet dies, dass der Gebäudebestand im Mittel innerhalb von weniger als 50 Jahren statt innerhalb von 100 vollständig saniert wird. Um eine vollständige Dekarbonisierung bis zum Jahre 2050 zu erreichen, müssten aber innerhalb von 30 Jahren alle Gebäude mit EE-Wärme versorgt werden. Der Wärmepumpenabsatzmarkt muss also tendenziell schneller als der Gebäudesanierungsmarkt wachsen. Es wird teilweise auch notwendig, Wärmepumpen in unsanierten Bestandsgebäuden, die vor 1978 gebaut wurden, zu installieren und bei der Anlagenauslegung den weiteren Transformationspfad des Gebäudes hinsichtlich der sich anschließenden Sanierung zu berücksichtigen.“

Erst die Wärmepumpe zu installieren und danach zu sanieren, ist nicht der beste Weg. Die meisten Luftwärmepumpen arbeiten modulierend, d.h. wenn die Wärmepumpe vor der Sanierung 15 kW Heizlast hat, und nach der Sanierung nur noch 8 kW, dann senkt sie ihre Leistung automatisch ab und fährt mit den 8 kW. Dann kann sie weiterhin effizient arbeiten, denn die Leistung stimmt mit dem Wärmebedarf überein. Bei Erdwärmepumpen ist das nicht so einfach, da hier die Wärmepumpe z.B. immer mit 15 kW arbeitet. Wenn also ein Gebäude nachträglich saniert wird, kann es sehr gut sein, dass die Erdwärmepumpe zu groß dimensioniert ist, zu oft taktet und dann nicht effizient arbeitet. Insgesamt werden also auch Wärmepumpen in ungedämmten Gebäuden eingesetzt werden (müssen). Die Empfehlung der DUH ist es, die Wärmepumpe zumindest in teilsanierten Gebäuden (entspricht etwa 120 Kilowattstunden pro Quadratmeter) einzusetzen, damit die Wärmepumpe wirtschaftlich arbeiten kann. Dazu aus dem DUH Factsheet²: „Ist eine Vollsanierung nicht direkt möglich oder zu teuer, kann auch eine Teilsanierung den effizienten Einsatz der Wärmepumpe im Gebäude verbessern. Ganz überschlägig sollte der Heizwärmebedarf unter 120 Kilowattstunden pro Quadratmeter liegen“.

Die oben genannte Fraunhofer Studie schreibt bezüglich der Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen (und beruft sich auf das Ifeu-Institut), „dass Wärmepumpen bei einem Heizwärmebedarf von 120 kWh/m²a gerade noch wirtschaftlich betrieben werden können“. Allerdings seien diese 120 kWh nur unter idealen Heizkreis-Bedingungen möglich, weshalb „Wärmepumpen in der Praxis kaum in Gebäuden installiert werden können, deren Heizwärmebedarf über 90 kWh/m²a liegt.“ Bei diesen Angaben gilt es natürlich zu bedenken, dass sich die Wirtschaftlichkeitsberechnung nur auf Wärmepumpen bezieht, die nicht von Gasheizungen in Spitzenlastzeiten unterstützt werden (für diese gilt dann eine bessere Wirtschaftlichkeit) und unter Betrachtung der aktuellen Energiepreise. Wird Gas teurer und Strom günstiger, würde sich der kWh-Wert nach oben verschieben.

Ergänzend zum Themenkomplex „Private Haushalte“ folgende Anmerkungen:

Die Annahmen für den Heizwärmebedarf (Tabelle 5) sind sehr hoch, v.a. wenn man bedenkt, dass die KNDE (Studie Klimaneutrales Deutschland) als eine wichtige Basisstudie benannt wird und wenn man die Zahlen vergleicht. Streng genommen umfasst die Agora-Zahl „Nutzenergiebedarf Wohngebäude“ (siehe Grafik) auch Warmwasser und Kühlung, während Heizwärme sich wirklich nur auf die Beheizung bezieht. Für Warmwasser werden z.B. 12 kWh/m² angesetzt, demnach könnte es sogar sein, dass der Agora-Wert für 2045 mit 57 kWh/m² einem Heizwärmebedarf von 45 kWh/m² entspricht. Das ist ambitioniert. 50-60 kWh/m² Heizwärme in 2045 scheinen angemessen, aber 111 kWh/m² sind zu hoch.

² <https://www.duh.de/waermepumpen/> am 08.02.2022

KN2045		2018	2030	2040	2045	2018– 2030 p. a. netto	2030– 2045 p. a. netto
Treibhausgasemissionen* (Mio. t CO ₂ -Äq.)							
Energiewirtschaft		305	98	26	-18	-17	-8
Industrie		195	123	19	-30	-6	-10
Verkehr		162	89	11	0	-6	-6
Gebäude		117	65	19	3	-4	-4
Landwirtschaft		70	58	46	41	-1	-1
Abfall und sonstige		10	5	3	2	0	0
Summe		858	438	124	-2	-35	-29
Minderung im Vergleich zu 1990 (%)		31	65	90	100		
LULUCF (nachrichtlich)		-27	2	0	-11	2	0
Primärenergieverbrauch (PJ), davon		13.129	8.578	7.328	6.658	-379	-141
Kohlen		2.909	349	6	0	-213	-23
Mineralöle		4.452	2.108	203	17	-195	-139
fossile Gase		3.099	2.613	856	27	-41	-172
Bruttostromverbrauch (TWh)		595	643	902	1.017	4	25
EE-Anteil am Bruttostromverbrauch (%)		38	69	87	100**		
Wind Onshore (GW)		52	80	140	145	2	4
Wind Offshore (GW)		6	25	60	70	2	3
Photovoltaik (GW)		45	150	300	385	9	16
Anzahl Elektro-Pkw (inkl. Plug-in-Hybride, Mio. Stück)		0	14	32	36	1	1
Güterverkehrsleistung Schiene (Mrd. tkm)		135	190	210	230	5	3
Anzahl Wärmepumpen (Mio. Stück)		1	6	11	14	0,4	0,5
Nutzenergiebedarf Wohngebäude (kWh/(m ² ·a))		106	85	69	57	-2	-2

Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) (S.36)

9. Ist die in den Szenarien angenommene Entwicklung des industriellen und GHD Stromverbrauchs realistisch?

10. Erachten Sie die vorgeschlagene Methode der Regionalisierung des industriellen und GHD Stromverbrauchs als angemessen?

Diesen Frageblock kommentiert die DUH wie folgt:

Sind auch Effizienzsteigerungen in diesen Sektoren angenommen? Die Entwicklungen orientieren sich an den Studien KNDE und LFS (Langfristszenarien). Letztere wurde in vielen Varianten und Sensitivitäten gerechnet, von daher ist von einer realistischen Annahme des Stromverbrauchs auszugehen.

Verkehr (S. 41)

11. Ist das angenommene Aufkommen von Elektrofahrzeugen in den Szenarien angemessen?

12. Sind die angenommenen Fahrleistungen und der spezifische Verbrauch der Elektrofahrzeuge realistisch?

13. Werden die passenden sozioökonomischen Parameter für die Regionalisierung der Fahrzeugflotte gewählt?

Diesen Frageblock kommentiert die DUH wie folgt:

Die DUH fordert eine deutliche Reduzierung des Pkw-Bestandes. Von daher können 34 Millionen Elektrofahrzeuge für den Individualverkehr kein Szenario der Zukunft sein. Das Umweltbundesamt³ spricht in Städten von 150 Pkw pro 1.000 Einwohner (inklusive Taxi und Carsharing). Oberleitungs-LKW sind kein Transportmittel der Zukunft. Das elektrisch-gebundene Transportmittel ist bereits vorhanden: die Schiene.

Elektrolyse (S.47)

14. Sind die in den Szenarien angenommenen Elektrolysekapazitäten angemessen?
15. Sollte im „wasserstofflastigen“ Szenariopfad A eine geringere Elektrolysekapazität angenommen werden als im „stromlastigen“ Szenariopfad B/C?
16. Wie beurteilen Sie die Einteilung in Onsite- und Offsite Elektrolyse und die daraus folgenden Betriebs- und Regionalisierungskonzepte?

Diesen Frageblock kommentiert die DUH wie folgt:

Die Szenariopfade weisen eine ausreichende Bandbreite an Elektrolyse-Kapazitäten auf.

Da eine Beimischung grünen Wasserstoffs im Erdgasnetz abzulehnen ist, muss der Bedarf reiner Wasserstoffleitungen geprüft werden. Dafür müssen die Ein- und Ausspeisepunkte für grünen Wasserstoff ermittelt werden. Hier ist eine integrierte Netzplanung sinnvoll. Es muss z.B. entschieden werden, ob grüner Wasserstoff in Power-to-Gas-Anlagen an der Küste im Norden erzeugt und dann in Gasleitungen zum Verbraucher gelangen soll oder ob zunächst der Strom weiter transportiert wird und die Umwandlung in Gas dann in der Nähe des Verbrauchs erfolgen soll. Da die Entscheidung nicht von den Netzbetreibern kommen kann, sind hier politische Vorgaben notwendig, die Kosten- und Umweltaspekte berücksichtigen. Die Netzbetreiber können aber Entscheidungsgrundlagen in Form von verschiedenen Alternativen für die Politik bereitstellen⁴.

Das Regionalisierungskonzept adressiert genau diese Fragen bzw. Unsicherheiten und ist daher ein guter Ansatz. Es ist wichtig, den Netzausbaubedarf korrekt einzuschätzen. Dafür ist eine integrierte Netzplanung wichtig. Genauso wichtig ist zudem eine regionalisierte Betrachtung der Einspeisung Erneuerbarer Energien sowie des Verbrauchs. Im Szenariorahmen wird vorwiegend der Stromverbrauch, weniger hingegen die Einspeisung regionalisiert betrachtet. Der Szenariorahmen stützt sich auf die einschlägigen Studien, die dort angenommene schwerpunktmäßige Verortung der Einspeisung Erneuerbarer Energien in Norddeutschland und den daraus resultierenden Energietransportbedarf in den Süden (in Form von Strom oder Wasserstoff). Zudem wird ein fester Energiebedarf in Süddeutschland angenommen und damit die Möglichkeit, dass Industriestandorte sich verändern, unberücksichtigt gelassen. Ist es sinnvoll und machbar, Bandbreiten der Regionalisierung von Erzeugung und Verbrauch zu erarbeiten?

Das Betriebskonzept von Onsite- und Offsite-Elektrolyseuren erscheint sinnvoll. Erzeugungsnahe Elektrolyse ist kostenoptimal, der Wasserstoffabtransport aber nicht zeitnah verfügbar. Es wird demnach Onsite- und Offsite-Standorte geben.

³ <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/die-stadt-fuer-morgen-umweltschonend-mobil-laermarm> am 14.02.2022

⁴ <https://www.duh.de/projekte/gasnetze/> Stellungnahme zum Szenariorahmen Gas 2022-2032 vom 07.07.2021

Zwei Anmerkungen bzw. Nachfragen:

- Die Vision eines Wasserstoffnetzes der FNB Gas, auf die im Szenariorahmen verwiesen wird, basiert u.a. auf dem (veralteten) TN95 Szenario der dena und nimmt aus DUH-Sicht unrealistisch hohe Mengen Wasserstoff bzw. Gas insgesamt an. Diese Mengen werden nicht verfügbar sein und die Allokation von Wasserstoff wird daher begrenzter ausfallen. Die Dimension des Wasserstoffnetzes könnte letztlich anders ausfallen.
- Abbildung 19 zeigt, dass in Niedersachsen und NRW zwischen 2037 und 2045 Onsite-Elektrolyseure zugebaut werden, in den anderen Bundesländern mit Onsite-Anlagen jedoch nach 2037 kein Zubau mehr stattfindet. Wie erklärt sich das? Welche Anbindung an ein Wasserstoffnetz wird in diesen beiden Bundesländern angenommen?

Direct-Air-Capture (S.52)

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

Die wissenschaftliche Kommentierung geht von unterschiedlichen Mengen an CO₂ aus, die auch nach 2045 voraussichtlich weiter in Deutschland emittiert werden und entsprechend durch DAC oder ähnliche Prozesse (LULUCF) aus der Atmosphäre geholt werden müssen. In anderen Szenarien beträgt diese Menge zwischen 63 (Agora), 41-74 (Ariadne), 69 (BDI) Megatonnen pro Jahr. Ein Teil davon kann durch natürliche Senken wie etwa naturnahe Waldbewirtschaftung ausgeglichen werden. Zu beachten ist hierbei, dass DAC noch erhebliche Entwicklungsschritte vor sich hat und sehr energieaufwendig ist. DAC wird erst später, wenn überhaupt, eine relevante Rolle spielen. Priorität neben der Emissionsminderung sollten natürliche LULUCF-Maßnahmen wie etwa eine naturnahe Waldbewirtschaftung haben.

Angesichts der Datenlage und der Tatsache, dass DAC erst später technisch und wirtschaftlich betrieben werden kann, scheint die Annahme von 20 Mt an CO₂-Entnahme in 2045 angemessen bis leicht überhöht. Das Umweltbundesamt⁵ geht davon aus, dass die nicht vermeidbaren Emissionen in Deutschland bei konsequenter Umsetzung der Energiewende durch natürliche Senken vollständig ausgeglichen werden können. DAC sollte entsprechend nur als allerletzte Maßnahme eingesetzt werden. Der Zeithorizont für die Skalierung der Technologie ist zu beachten.

18. Wie sollten die DAC-Anlagen regionalisiert werden?

DAC-Anlagen haben einen hohen Energieverbrauch. Theoretisch beträgt das Potential für DAC in Deutschland ca. 81 Mt CO₂ in 2050. Der Strombedarf hierfür wäre ca. 41 TWh Elektrizität und 122 TWh Wärme. Dies entspricht 7,8 % des deutschen Strombedarfs (527 TWh) von 2018 bzw. 22,4 % der in 2016 in Deutschland genutzten Prozesswärme (544 TWh). Der Flächenbedarf (8,1 km²) beträgt 0,9 % der Fläche von Berlin.

Angesichts des hohen Energiebedarfs sollten die Anlagen, wenn überhaupt, dann in der Nähe von Energieproduzenten, z. B. an der Küste, angesiedelt werden. Die vorgetragene Argumentation, durch den entsprechenden CO₂-Bedarf der Industrie, Anlagen auch nahe Ballungszentren zu verorten, ist zu

⁵ https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/rescue_studie_cc_36-2019_wege_in_eine_ressourcenschonende_treibhausgasneutralitaet.pdf am 11.02.2022

überprüfen. Letztlich ist die Ansiedlung abhängig von der weiteren Nutzung (CCU oder CCS), so es zu DAC kommen sollte.

Einige Studien gehen davon aus, dass DAC-Anlagen langfristig auch außerhalb Deutschlands an Sonnen- und Windreichen Standorten angesiedelt werden könnten. Hier sind jedoch Ressourcenkonflikte, z. B. bzgl. der lokalen Energiewende, vorprogrammiert. Die DAC-Anlagen sollten deswegen, wenn überhaupt nötig, möglichst in Deutschland angesiedelt. Ihr Bedarf ist durch den natürlichen Senkenausbau so gering wie möglich zu halten und sollte als allerletzte Maßnahme zum Einsatz kommen.

Flexibilitäten (S.52)

19. Wie bewerten Sie den marktorientierten Ansatz für die Szenarien C 2037 und B/C 2045?

20. Erachten Sie die angenommenen Potentiale für das Demand Side Management als realistisch?

Es ist grundsätzlich sinnvoll, in den Szenariovarianten den marktorientierten Ansatz und den netzorientierten Ansatz abzubilden. In einem Energiesystem, in dem sich die Energiebereitstellung derart verändert, sollten auch auf der Nachfrageseite Anpassungen, z.B. in Form von Demand Side Management, erfolgen. Die DUH begrüßt es ausdrücklich, dass verschiedene hohe Flexibilitätsraten für Industrie und GHD angenommen werden und dass eine Studie dahingehend erstellt wurde. Die DUH verweist an dieser Stelle auf erste Ergebnisse des BMBF-geförderten Kopernikus-Forschungsprojekts SynErgie⁶, welches das Energieflexibilisierungspotential in energieintensiven Industrien erforscht. Eine Pilotanlage der Aluminium-Elektrolyse zeigt beispielsweise ein Lastverschiebepotential von 22,5 MW über zwei Stunden.

⁶ <https://synergie-projekt.de/ueber-synergie/arbeitsgebiete/produktionsprozesse>, Synergie-Projekt, Aluminium-Elektrolyse bei TRIMET, 11.02.22

B) Erneuerbare Erzeugung

Wind Offshore (S.62)

21. Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade für Wind Offshore sowie die Aufteilung auf Nord-/Ostsee und die AWZ für sinnvoll?
22. Halten Sie die angenommenen pauschalen Volllaststunden für realistisch? Sollte dabei eine Aufteilung in unterschiedliche VLS je Zone erfolgen?

Diesen Frageblock kommentiert die DUH wie folgt:

70 GW Wind Offshore in 2045 ist im Vergleich zur aktuell installierten Leistung von 7,8 GW eine beachtliche Zahl. Einige Gebiete in der Nordsee sind aus Sicht der DUH diskussionswürdig: Bei N-0 bestehen Probleme mit dem Meeresschutz, N-5 ist der Windpark Butendiek, der seit 2014 vom NABU beklagt wird und die Flächen N-11 und N-13 sind Hauptverbreitungsgebiete der Seetaucher. Diese Gebiete sollte man innerhalb der Potenzialabschätzung ggf. ausklammern.

Für einen naturverträglichen Ausbau von Wind Offshore ist die vorausschauende Flächenplanung entscheidend. Die DUH fordert, im Raumordnungsplan für die sogenannte Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) in der Nordsee zügig Vorranggebiete für die Windkraftnutzung, aber auch für den Naturschutz festzuschreiben und Windparks in naturschutzfachlich sensiblen Gebieten auszuschließen.

Ziel der Flächenplanung müssen kompakte Gebiete mit möglichst wenig Anbindungsleitungen sein, um den Flächenverbrauch so gering wie möglich zu halten. So soll es ja auch bei den Vorhaben DC31 und DC34 geschehen. Naturverträgliche Flächenpotentiale können zudem durch die gemeinsame Planung der europäischen Nordsee-Anrainerstaaten gehoben werden. Es müssen alle Nutzungsansprüche auf dem Tisch liegen und zugleich die Erfordernisse des Naturschutzes beachtet werden. Nur dann kann im Rahmen der Raumordnung eine angemessene Flächenausweisung erfolgen. Falls nötig, müssen andere Nutzungen zugunsten von Klima- und Naturschutz reduziert werden. Konkret: Weniger Fischerei, eine auslaufende Förderung von Gas und Erdöl, weniger Sand- und Kiesabbau, Eindämmung von Militärmanövern und weniger Schiffsverkehr können helfen, Arten und Habitate zu entlasten und gleichzeitig mehr Raum für Offshore zu haben.

Dieser Governance-Prozess ist nötig, um die für den Klimaschutz nötige Leistung in der Nordsee zu installieren. Die Anbindung an die Landseite ist dann eine weitere Herausforderung, Multi-Terminal-Anbindungen können eine Lösung sein.

Wind Onshore (S.70)

23. Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade für Wind Onshore für realistisch?
24. Wie schätzen Sie die zukünftige Flächenverfügbarkeit für Wind Onshore Anlagen ein, besonders im Kontext des 2 % Flächenziels?
25. Halten Sie die angenommenen pauschalen Volllaststunden für 2037 und 2045 für realistisch?

Diesen Frageblock kommentiert die DUH wie folgt:

Die Ziele für Wind Onshore sind am unteren Ambitionsniveau, die Ausbaupfade müssten eigentlich höher sein. Repowering scheint nicht effektiv mitgedacht. Der Szenariorahmen ist kein

Flächenplanungsinstrument. Die Flächenverfügbarkeit Onshore wird mit der Verfügbarkeit von Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen zu diskutieren sein, aber nicht innerhalb der Netzentwicklungsplanung. Das 2%-Flächenziel muss der Bund festsetzen. Die ehrliche Diskussion um Volllaststunden (Starkwind- und Schwachwind-Standorte) ist bei den zu erwartenden Leistungsmengen dringend nötig.

Die Methodik der Regionalisierung erscheint problematisch. So wird in Bayern bei einem 2%-Flächenziel ein Potenzial von 38 GW errechnet, aber im Szenario B/C 2045 werden nur 11 GW angenommen. Was sagt das aus über die Volllaststunden, die Regionalisierung, den nötigen Ausbaupfad, etc.?

Photovoltaik (S.73)

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

Ja, sinnvoll. Da Freiflächenanlagen – im Gegensatz zu Aufdachanlagen – Bodenflächen beanspruchen und dadurch in direkter Konkurrenz zu land- und forstwirtschaftlicher Nutzung sowie Natur- und Artenschutz stehen können, müssen unter Wahrung europäischen und nationalen Rechts verschiedene Kriterien zu Planung, Errichtung und Betrieb der Anlagen durch ein Solarenergiegesetz festgelegt werden. Dies gilt umso mehr, als Freiflächenanlagen bei guter Planung, Umsetzung und Pflege einen Gewinn für den Natur- und Artenschutz darstellen können. Die Kriterien sollten Mindestvoraussetzung für den Bau von Freiflächenanlagen sein, erst dann sind die Annahmen für ca. die hälftige Aufteilung der Anlagen gerechtfertigt.

Fassadenintegrierte Photovoltaik, Agro-PV, schwimmende Photovoltaik und weitere sich aktuell noch in der Nische befindliche Anwendungen sollten in den Ausbaupfaden nicht negiert werden.

Biomasse, Wasserkraft und sonstige (S.77)

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

Eigens zur Energieproduktion angebaute Pflanzen und eine industrielle Holzverbrennung in Großkraftwerken verschärfen die Klima- und Artenkrise, statt sie zu lindern. Eine Umrüstung bestehender Kohlekraftwerke auf Holzverbrennung ist auszuschließen. Die energetische Biomassenutzung muss sich schnellstmöglich auf nachhaltig verfügbare Reststoffe beschränken. Für die Stromerzeugung stehen deutlich effizientere Wind- und Solaranlagen zur Verfügung, der Rückgang der Biomasse in den Szenarien ist gerechtfertigt.

Spitzenkappung (S.80)

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

29. Wie und mit welchen durchschnittlichen Lebensdauern soll der Rückbau erneuerbarer Energien berücksichtigt werden?

Diesen Frageblock kommentiert die DUH wie folgt:

Bzgl. der Lebensdauer von Erneuerbaren Energien kann sowohl bei Photovoltaik wie auch bei Windenergieanlagen (Anlagen ab ca. 2010) von einer Lebensdauer von 25 Jahren ausgegangen werden. Repowering ist ebenfalls einzuplanen.

Ergänzend zum Themenkomplex „Erneuerbare Erzeugung“ folgende Anmerkungen:

Die Regionalabfrage der Bundesländer zu EE-Ausbauzahlen (Anhang A1) ist nach Ansicht der DUH extrem mangelhaft. Es muss sichergestellt werden, dass ÜNB und BNetzA konkrete Zahlen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien aus den Bundesländern erhalten, um damit planen zu können⁷. Bayern muss doch beziffern, welchen Ausbau das eigene „Ziel der Netto-Treibhausgasneutralität bis 2040“ bedeuten würde. Die notwendige installierte Leistung in den Tabellen 24 und 25 erscheint aus dieser Überlegung heraus „unbedeutend“, denn sie ist völlig losgelöst von den politischen Zielen der Bundesländer. Die Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien erscheint somit „wertlos“.

⁷ In einzelnen Diskussionen fiel bspw. Zahlen für Brandenburg: 13 GW Erzeugungsleistung sind schon heute beantragt – im Szenariorahmen aber erst für B 2037 anvisiert.

C) Regelbare Kraftwerksleistung und Speicher

Annahmen zum Kraftwerkszubau und Rückbau von Bestandskraftwerken (S.82)

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

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

Diesen Frageblock kommentiert die DUH wie folgt:

Bis 2030 werden keine Probleme mit der Versorgungssicherheit auftreten, weil der fossile Kraftwerkspark tendenziell überdimensioniert ist. Durch den aus Klimaschutzsicht notwendigen Kohleausstieg bis spätestens 2030 fällt jedoch viel regelbare Leistung weg, die zumindest zeitweise benötigt wird. Gaskraftwerke werden in Zeiten geringer Einspeisung von Erneuerbaren Energien die Residuallast decken müssen, sodass ein begrenzter Zubau notwendig sein wird. Schlussendlich muss die Höhe der Gaskraftwerksleistung aber klug und abgewogen gewählt sein und Teil einer Gesamtstrategie zur Dekarbonisierung des Energiesektors sein. Deswegen die Antwort: Nein, wir brauchen an Standorten für Kohlekraftwerke keinen Gaskraftwerksneubau. Mindestvoraussetzung für den etwaigen Gaskraftwerksneubau ist, dass die Kraftwerke „H2-ready“ sind, d.h. ohne kostenintensive Umrüstungen von Erdgas auf Wasserstoff umstellen können und ein Fahrplan für die Umstellung vorhanden ist.

Bevor neue Kraftwerke zur Deckung der Spitzenlast gebaut werden, müssen wir alle anderen Möglichkeiten zur Herstellung der Versorgungssicherheit ausschöpfen. Der Ausbau von Erneuerbaren Energien ist für die Versorgungssicherheit wichtig, denn auch bei nur geringem Windaufkommen produziert eine große Zahl von Anlagen signifikante Strommengen. Als weitere Maßnahmen sind beispielhaft der Ausbau von Batteriespeichern sowie die Nutzung von großen Pumpspeicherkraftwerken zu nennen. Diese können bei Bedarf gespeicherten Strom abgeben und zu einem reibungslosen Betrieb des Stromnetzes beitragen. Außerdem wird der Handel mit Strom aus Partnerländern noch relevanter, da die Wetterphänomene seltener große Teile Europas betreffen. Eine größere Rolle wird auch die Verbrauchsseite spielen. Insbesondere große Stromabnehmer aus der Industrie werden auf die entsprechenden Marktsignale reagieren und ihren Strombedarf, also auch ihre Produktion zeitlich verschieben müssen, wenn gerade weniger Strom zur Verfügung steht.⁸

KWK-Ersatzneubau (S.85)

32. Gibt es alternative Methoden zur Ermittlung der KWK-Kapazitäten in den Zieljahren? Wenn ja: Welche?

Geothermie kann gesicherte Leistung ersetzen, allerdings noch in geringem Umfang. Solarthermie ist immer additiv (braucht zu bestimmten Stunden die volle Ersatzleistung). Wärmepumpen ggf. auch, ist noch unklar.

33. Sollten neben Gasturbinen auch andere KWK-Konfigurationen angenommen werden (z.B. GuD-Anlagen)?

⁸ <https://www.duh.de/projekte/versorgungssicherheit/> am 10.02.2022

Aufgrund der weiter abnehmenden Betriebsstunden (in 2050 weniger als 1.000 h) muss die günstigste Technologie zum Einsatz kommen.

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?

Sie sollten sich ausschließlich am Strommarkt orientieren. Das ist die höherwertige Energie, für deren Erzeugung gerade noch Wasserstoff zulässig scheint. Für niederkalorische Gebäudewärme gibt es günstigere Alternativen. Insgesamt scheint die Berechnung stark am „Bau“ angelehnt zu sein, weil der Zubau der letzten Jahre hochskaliert wird (von 28 GW auf 35 GW in 2038). Nicht eingeschlossen ist die Notwendigkeit, nach dem Fit-for-55-Package bereits 2030 49 % der Gebäudeenergie EE-basiert zu haben. Nimmt man diese Vorgabe ernst, dann kann das nur mit EE-Wärme möglich sein. In einigen Regionen wird dazu Geothermie zum Einsatz kommen, die weitestgehend Wärme-Grundlast liefert, woanders werden Großwärmepumpen eingesetzt werden, bei verändertem Strommarktdesign. Wie schnell dieser Umbau geht, ist unbekannt. Tendenziell hält die einen Rückgang der installierten Leistung für möglich.

Auffällig ist, dass jede KWK, die altersbedingt ausfällt, durch eine neue Gas-KWK ersetzt wird. Dieser Automatismus ist nicht nachvollziehbar: Warum KWK, warum nicht ein reines Heizkraftwerk und warum nicht erneuerbare Wärme? Es scheint hier die übersimplifizierende Annahme gemacht worden zu sein, dass immer ein Ersatz 1:1 durch Gas-KWK erfolgt, die später auf grünen Wasserstoff umgestellt wird. Die DUH sieht nicht, dass alle KWK-Anlagen zukünftig mit grünem Wasserstoff betrieben werden können. Erstens ist nicht so viel Wasserstoff vorhanden und zweitens müsste sichergestellt sein, dass die Wasserstoffleitungen zu jeder KWK-Anlage führen.

Die DUH rechnet mit einer Abnahme der KWK-Anlagen, da mehr und mehr erneuerbare Anlagen zugebaut werden müssen. Um nicht die kommunalen Wärmeplanungen abwarten zu müssen, sollte eine Art Degression in die Annahmen für die Wärmeversorgung Eingang finden. So könnte eine Reduktion der Kapazität um 10% abgebildet werden. Dies würde mehr als andere Szenarien zur notwendigen Umstellung auf CO₂-freie Wärme beitragen.

KWK-fähige Kleinkraftwerke (S.86)

35. Ist die Annahme eines degressiven Zubaus von KWK-Kleinkraftwerken basierend auf einem historischen Zubau sachgerecht?

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

Diesen Frageblock kommentiert die DUH wie folgt:

Nicht aufgrund des historischen Zubaus, sondern weil es unwahrscheinlich ist, dass ein zusätzliches Verteilnetz für Wasserstoff gebaut wird, ist die Annahme nicht sachgerecht. Denn das „normale“ Gasnetz kann nicht von heute auf morgen umgestellt werden, weil sicher noch viele Gasanlagen in den Häusern arbeiten. Sie werden auch nicht auf Wasserstoff umgestellt werden, das ist nicht klimaschutzkompatibel. Deshalb sieht die DUH in KWK-fähigen Kleinkraftwerken wenig Zukunft.

Lastnahe Gasturbinen (S.87)

37. Ist die Annahme von lastnahen Reservegasturbinen sachgerecht oder sollte stattdessen ein größerer Kraftwerkspark angenommen werden? Wird hierdurch ggf. der notwendige Netzausbaubedarf unterschätzt?

38. Sollten die fiktiven Kraftwerke als Reservekraftwerke angenommen werden, die nach den explizit verorteten Kraftwerken zum Einsatz kommen oder sollten sie als (bezogen auf die Merit-Order) gleichberechtigte Marktkraftwerke modelliert werden?

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit werden schon heute (zentrale) Kapazitätsreserven vorgehalten. Ob zusätzlich unbedingt lastnahe Turbinen bereitstehen müssen, muss abgewogen werden. Es erscheint wenig sinnvoll, sowohl lastnahe Elektrolyseure (Onsite-Elektrolyseure) als auch lastnahe Reserveturbinen einzusetzen. Es sollte anstelle lastnaher Turbinen zunächst an anderer Stelle Flexibilität genutzt werden (DSM, Interkonnektoren, Pumpspeicher etc.). Die Entscheidung zu lastnahen Reserven sollte zudem nach ausreichender Regionalisierung von Verbrauch und Erzeugung erfolgen. Die DUH hält, abgesehen von einer gewissen Kapazitätsreserve, den Energy-Only-Market für das geeignete Instrument zur Finanzierung von Gaskraftwerken.

Batteriespeicher (S.92)

39. Ist die Regionalisierung der Großbatteriespeicher anhand der PV-Freiflächen sinnvoll, wenn der Einsatz marktorientiert erfolgt? Falls Nein, wie sollte die Regionalisierung alternativ erfolgen?

40. Erachten Sie die angenommenen Batterie-Speicherkapazitäten als angemessen?

Diesen Frageblock kommentiert die DUH wie folgt:

Die Methodik der Regionalisierung der Erneuerbaren Energien erscheint problematisch (siehe Abschnitt Erneuerbare Energien). Für einige Regionen wurden zu pessimistische Annahmen getroffen und demnach kommt es bei den Batteriespeichern zu falschen Schlussfolgerungen: So wird bspw. viel Photovoltaik in Bayern und Baden-Württemberg angenommen, Batteriespeicher werden dort implementiert. Dass es aber einen enormen Zubau von Freiflächenanlagen im Nordosten (Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern) gibt und geben wird, bildet die Regionalisierung der Batteriespeicher nicht ab.

Ergänzend zum Themenkomplex „Regelbare Kraftwerksleistung und Speicher“ folgende Anmerkungen:

Abfälle in der Energiebilanz sind alle verwertbaren Reststoffe, soweit sie der Energieerzeugung dienen. Die in Abfallverbrennungsanlagen verbrannten Siedlungsabfälle (vor allem Hausmüll, hausmüllähnliche Gewerbeabfälle, gemeinsam über die öffentliche Müllabfuhr eingesammelt) werden mit 50% ihres Energiegehaltes als biogene Fraktion in der Bilanzspalte „Biomasse“ verbucht, die restlichen 50% des Energiegehaltes als fossile Fraktion unter „Andere Energieträger“ ausgewiesen. Industrieabfälle und -reststoffe werden je nach ihrer Zusammensetzung als biogen oder nichtbiogen verbucht⁹.

Im Szenariorahmen-Entwurf wird von einem unbeschränkten Weiterbetrieb der Anlagen mit dem Energieträger Abfall ausgegangen. Die Annahme der unbegrenzten Lebensdauer von Abfallkraftwerken ist nicht nachvollziehbar und der unbeschränkte Weiterbetrieb der Anlagen extrem kritisch. Für einen maximalen Klima- und Ressourcenschutz müssen Abfälle in erster Linie vermieden oder recycelt werden.

⁹ http://www.lak-energiebilanzen.de/glossar-2/#_Abfaelle am 08.02.2022

Bei der Abfallverbrennung werden in Deutschland jährlich fast 24 Millionen Tonnen CO₂ freigesetzt, deren Quellen zu einem großen Anteil fossilen Ursprungs sind. Dies hat nachweislich massive Auswirkungen auf das Klima und führt zu einem unwiederbringlichen Verlust an Rohstoffen. Derzeit sind immer noch bis zu zwei Drittel des Inhalts der durchschnittlichen deutschen Restmülltonne stofflich verwertbare Abfälle. Dies sind insbesondere Bioabfälle, aber auch Altpapier, Verpackungsabfälle oder Elektroaltgeräte. Das Potenzial, die Restmüllmenge über Abfallvermeidung sowie eine bessere Getrennterfassung der Wertstoffe zu reduzieren, ist somit enorm.

Bundesweit werden derzeit neue Abfallverbrennungsanlagen geplant oder bereits gebaut. Gleichzeitig sind die benötigten Verbrennungskapazitäten angesichts der politischen Ziele der Kreislaufwirtschaft und der bereits verabschiedeten Gesetze auf Bundes- und EU-Ebene kritisch zu hinterfragen. Eine verbindliche Bedarfsanalyse im Zuge der Planung und Genehmigung neuer Verbrennungsanlagen erscheint hierfür als geeignetes Instrument, ist jedoch im gegenwärtigen Rechtsregime des Immissionsschutzes nicht vorgesehen. Diese dargestellten Herausforderungen dürfen den Machern eines Szenariorahmen Strom, der als Grundlage eines Klimaneutralitätsnetzes dienen soll, nicht entgehen.

D) Europäischer Rahmen

Europäisches Szenario (S.98)

41. Halten Sie die vorgeschlagene Zuordnung aller Szenarien zum Szenario „Distributed Energy“ für angemessen?

Ja.

Handelskapazitäten (S. 100)

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

43. Halten Sie die vorgeschlagenen zusätzlichen Interkonnektoren für angemessen?

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

Diesen Frageblock kommentiert die DUH wie folgt:

Europäischer Handel ist wichtig für die Energiewende. Dennoch ist die angenommene Leistung der Interkonnektoren im Vergleich mit anderen Studien recht hoch. Wie wird bei 85-100 GW Austauschkapazitäten gleichzeitig dafür Sorge getragen, dass Flexibilitäten im Inland nicht verhindert werden?

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