

Stellungnahme zum Szenariorahmen 2030

Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES)
Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg (OTH)
Postfach 120327
93053 Regensburg

Autoren Bernhard Strohmayer, M. Sc.
 +49 (171) 360 71 34
 strohmayer@renewable.today

 Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner
 +49 (941) 943 98 88
 michael.sterner@oth-regensburg.de

Datum 22.02.2016

Inhalt

1	Kerngedanken dieser Stellungnahme	2
2	Leitfragen aus dem Begleitdokument	4
2.1	Konventionelle Erzeugung und Entwicklung des Kraftwerksparks	4
2.1.1	Betriebsdauern konventioneller Kraftwerke	4
2.1.2	Abbildung von virtuellen Kraftwerken	5
2.1.3	Pumpspeicherkraftwerke.....	6
2.1.4	Import- / Lastmanagementbedarf	7
2.1.5	Anteil der nicht einsetzbaren Leistung der Erneuerbaren Energien.....	7
2.2	Erzeugung Erneuerbaren Energien.....	8
2.2.1	Anteil von Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch.....	8
2.2.2	Wind Offshore	9
2.3	Stromverbrauch	9
2.3.1	Sektorenkopplung steigert Strombedarf – Strom wird zur Primärenergie	9
2.3.2	Veröffentlichung der Lastprofile	10
2.3.3	Prosumer und PV-Auslegungskonzepte in Haushalts- und GHD-Profilen	10
2.3.4	Bevölkerungsentwicklung und Wirtschaftswachstum.....	10
2.4	Flexibilisierung und Speicher	11
2.4.1	Dezentrale Batteriespeicher	12
2.4.2	Batteriespeicher als Netzspeicher	13
2.4.3	Batteriekräftwerke.....	13
2.4.4	Wärmespeicher und Wärmenetze / Power-to-Heat und KWK-Must-Run	14
2.4.5	Power-to-Gas, Power-to-Heat und Power-to-X	14
2.4.6	Flexibilitätsoptionen in den Szenarien	16
2.4.7	Lastmanagement klassischer Stromanwendungen	16
2.4.8	Lastmanagement neuer Stromanwendungen	16
2.5	Klimaschutzziele	16
2.6	Europäischer Kraftwerkspark und Europäischer Handel.....	17
3	Sensitivitäten	17
4	Wissenschaftliche Begleitarbeiten	17

1 Kerngedanken dieser Stellungnahme

Im Zieljahr des diskutierten Szenariorahmens 2030 wird die **hohe Einspeisung erneuerbarer Energien (EE) die maßgebende Größe am Strommarkt** darstellen. Zu diesem Zeitpunkt – aber auch bereits im vorhergehenden Jahrzehnt – geht es **nicht mehr um eine Marktintegration von EE, sondern vielmehr um deren Auswirkung auf andere Marktteilnehmer**, da EE dann die treibende und marktgestaltende Größe sind.

EE-Einspeisung in Direktvermarktung und in Form virtueller Kraftwerke (VKW) treiben die Marktmechanismen, die eine zuverlässige Deckung der Residuallast sicherstellen sollen. Dies zeichnet sich bereits heute im Strommarkt ab. Im Zuge der Digitalisierung der Energiewirtschaft werden im Jahr 2030 **virtuelle Kraftwerke** in Form von EE-Anlagen in Kombination mit Energiespeichern eine **wesentliche Rolle** spielen. Auch Stadtwerke werden sich zu universellen Dienstleistern in diesem Bereich weiterentwickelt haben. Diese Akteure werden die **Erlöse der konventionellen Erzeugung weiter reduzieren**. Sie agieren aktiv am Energy-Only-Markt (EOM), stellen Regelernergie und Systemdienstleistungen (SDL) günstig, dezentral und voraussichtlich auch exakter¹ bereit als konventionelle Kraftwerke und bewerkstelligen zudem die **Sektorenkopplung** über Power-to-X (Power-to-Heat, Power-to-Gas, Power-to-Liquid, Power-to-Chemicals), die im Zuge der Dekarbonisierung von Wärme, Verkehr und Chemie immer wichtiger wird.

Dezentrale vernetzte VKW werden durch die ÜNB im Entwurf des Szenariorahmens **nicht ausreichend abgebildet**, obwohl diese in Zukunft die höchste Gesamtleistung aller Erzeuger aufweisen und sich daher auf die Deckungsbeiträge der in 2030 noch notwendigen konventionellen Erzeugung auswirken. **Die tatsächlichen Betriebsdauern konventioneller Anlagen sollten daher anhand ihrer Erlössituation ermittelt und zusätzlich mit Hilfe einer Stilllegungswahrscheinlichkeit abgebildet werden**. Dies ist notwendig, da ihnen geordnete Ausstiegsoptionen aus dem EOM angeboten werden (z. B. Kapazitäts- und Klimareserve, ggf. Kohleausstiegsplan).

Es ist zu erwarten, dass in Zukunft errichtete EE-Anlagen systemdienlicher ausgelegt werden als bisher (z. B. neues PV-Hausspeicherprogramm des BMWi ab März 2016). Das Primat der Systemdienlichkeit soll in künftigen EE-Fördermechanismen verankert werden². Das **EE-Portfolio im Zielzeitraum ist daher nur bedingt mit dem heutigen vergleichbar**, u. a. weil alte – nicht systemdienliche – EE-Anlagen durch neue systemdienliche Anlagen ersetzt wurden.

EE-Erzeugung im Jahr 2030 muss zusammen mit Kurzzeitspeichern und Sektorenkopplung gedacht werden. Der zukünftige Stromspeicherbedarf ist extrem abhängig von den getroffenen Annahmen. Aus Sicht des Strommarktes können sich neue Stromspeicher in den Jahren

¹ Virtuelle Kraftwerke (VKW): Hohe Fahrplanreue durch internen, automatisierten Redispatch. Minimierung des Ausgleichsbedarfs auf niedrigster, lokaler Ebene. Zusätzlich Energiemanagement zwischen den einzelnen Technologien und Energiesektoren (auch Lasten) möglich.

² Öko-Institut (2014): Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0, Studie im Auftrag von Agora Energiewende

des Szenariorahmens wirtschaftlich nicht durchsetzen, solange das europäische Übertragungsnetz zumindest verzögert ausgebaut und andere Flexibilitätsoptionen innerhalb der europäischen Marktgebiete zumindest verzögert aktiviert werden³. **Dies bedeutet jedoch nicht, dass keine neuen Energiespeicher (Batterien, Power-to-X) bis 2030 im Stromsystem hinzukommen.** Allein im Primärregelleistungsmarkt sind FENES Batteriekraftwerke mit ca. 300 MW bekannt, die in Planung, im Bau bzw. bereits in Betrieb sind, was etwa 50 % des heutigen deutschen PRL-Marktes ausmacht. Zudem wird die **Sektorenkopplung zur Wärme und in den Verkehrssektor** die Netzsituation beeinflussen, welche idealerweise über DSM einzubinden ist⁴. **Einstellige GW Power-to-Gas** können die **EE-Abregelung** in Norddeutschland deutlich **reduzieren** und zu geringerem **Redispatch** führen. In Kombination mit **Power-to-Heat** wird die Sektorenkopplung **Leistungsgrößen** von **mehreren GW** haben und zu einer deutlichen **Veränderung** von Stromsenken und damit des **Stromtransportbedarfs** führen. Vor allem Power-to-Gas in Norddeutschland ist hier von hoher Relevanz.

Für EE-Anlagen ergeben sich durch Pooling Vorteile in der Vermarktung. Im Zielzeitraum werden für diese Vermarktungsportfolios **zusätzlich** auch Kapazitäten aus zentralen **Batteriekraftwerken** und dezentralen Batteriespeichern zur Verfügung stehen. Auch die Elektromobilität wird dabei eine Rolle spielen: insbesondere **Second-Life-Batteriekraftwerke** sind dabei in den optimistischen Szenarien **nicht zu vernachlässigen**. Für deren Errichtung werden Batterien der ersten massenmarktfähigen Generation(en) von Elektrofahrzeugen vorhanden sein⁵.

Bei neuen kleinen Photovoltaikanlagen, die heute nicht auf den EOM reagieren, zeichnet sich ein deutlicher Wechsel bei der **Anlagenauslegung** ab. Nicht die maximale Einspeisung, sondern eine Minimierung von Netzbezug wird zum Kriterium für die Anlagenauslegung. Dadurch, aber auch durch die Elektromobilität und die Einbindung von Photothermie (PV-Strom für Wärmeanwendungen mit Heizstäben oder Wärmepumpen), **ändert** sich das **Lastverhalten** in den unteren Netzebenen.

Anhand der Leitfragen des Begleitdokuments werden die oben genannten Gedanken im Folgenden Stellungnahme wieder aufgegriffen und konkretisiert.

³ FENES et al. (2014): Stromspeicher in der Energiewende | Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Regensburg.

⁴ Gerhardt et al. (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr - Endbericht, Fraunhofer IWES, Fraunhofer IBP, IFEU, Stiftung Umweltrecht, BMWi, Kassel.

⁵ Nirugaa et al. (2015): Scenarios for the Return of Lithium-Ion Batteries out of Electric Cars for Recycling, Procedia CIRP, Volume 29, Pages 740-745, <http://dx.doi.org/10.1016/j.procir.2015.02.170>

2 Leitfragen aus dem Begleitdokument

Wie stehen Sie dazu, dass durch eine Erhöhung der Anzahl und Variation bestimmter Inputparameter zwar die Gestaltung der Szenarien optimiert, aber die Erkenntnis über die Auswirkungen einzelner Inputparameter für den Netzausbau erschwert wird?

Das Ergebnis von Netzberechnungen für zukünftige Zeitpunkte ist immer mit Unsicherheit behaftet und stark abhängig von den grundsätzlichen Annahmen zu Erzeugung und Last. Es ist zielführend, sich auf wenige Szenarien zu konzentrieren, dafür aber die Eingangsgrößen möglichst exakt zu beschreiben und auch verwendete Methoden, Werte und Quellen vollständig zu veröffentlichen. So kann eine bessere Vergleichbarkeit mit wissenschaftlichen Arbeiten erreicht werden und die Glaubwürdigkeit der Untersuchungen gestärkt werden.

2.1 Konventionelle Erzeugung und Entwicklung des Kraftwerksparks

Halten Sie eine kürzere oder längere technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer für angemessen? Wie beurteilen Sie die (angedachten aber nicht angewandten) Überlegungen der Übertragungsnetzbetreiber, die Betriebsdauer von konventionellen Kraftwerken von einer ausschließlichen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung abhängig zu machen?

Da der Strommarkt im Energiesystem 2030 eine zentrale Rolle spielen wird, ist dem Marktmodell ein besonderer Stellenwert einzuräumen. In Marktmodell sollten die beschriebene Stilllegungswahrscheinlichkeit und die Wirkung virtueller Kraftwerke integriert werden.

Zentrale Forderungen:

- Betriebsdauern der Kraftwerke anhand von wirtschaftlichen Kriterien festlegen und steigende Stilllegungswahrscheinlichkeit zum Ende abbilden
- Virtuelle Kraftwerke im Marktmodell abbilden

2.1.1 Betriebsdauern konventioneller Kraftwerke

Im Jahr 2030 wird die EE-Einspeisung die maßgebende Größe am Strommarkt darstellen. Im Zuge der Digitalisierung der Energiewirtschaft werden im Jahr 2030 virtuelle Kraftwerke in Form von EE-Anlagen in Kombination mit Energiespeichern eine wesentliche Rolle spielen

und marktgestaltend sein. Auch Stadtwerke werden sich zu universellen Dienstleistern in diesem Bereich weiterentwickelt haben. Diese Akteure werden die Erlöse der konventionellen Erzeugung weiter reduzieren, weshalb eine marktunabhängige, starre Annahme von festen Betriebsdauern von 35 – 50 Jahren unsinnig erscheint.

Die von den ÜNB festgelegten Betriebsdauern sind aus technischer Perspektive sinnvoll gewählt. Für Braunkohle- oder Steinkohle-Kraftwerke werden sich jedoch Möglichkeiten ergeben, im Falle fehlender Rentabilität, geordnet aus dem Markt auszuschneiden (z. B. Kapazitäts- und Klimareserve, ggf. Kohleausstiegsplan).

Daher sollte deren angesetzten Betriebsdauern von der Wirtschaftlichkeit der Erzeuger abhängig sein. Die Wahrscheinlichkeit einer vorzeitigen Stilllegung sollte dabei in den letzten zehn Jahren der zugestandenen technischen Betriebsdauer sukzessive steigen. Dies kann z. B. mit einer Anpassung des Grenz-Deckungsbeitrags erfolgen.

Konkret schlagen wir vor, die Überlegungen der ÜNB umzusetzen und zu erweitern:

- ÜNB-Vorschlag: Deckungsbeitrag sinkt unter 60% → Kraftwerk wird als stillgelegt angenommen (Entwurf Szenariorahmen, Seite 32)
- Erweiterung des Vorschlags für steigende Stilllegungswahrscheinlichkeit zum Ende: (Beispiel: Kraftwerk mit 40 Jahren Betriebsdauer. Andere Betriebsdauern analog dazu)
 - Betriebsjahre $n = 0 - 29$: Grenz-Deckungsbeitrag₀₋₂₉ = 60 % (analog zum ÜNB-Vorschlag)
 - Betriebsjahre $n = 30 - 40$: Grenz-Deckungsbeitrag₃₀₋₄₀ = 60 % + (n-30) %
Entspricht einem Anstieg des Grenz-Deckungsbeitrags von 60 % auf 70 % in den letzten zehn Betriebsjahren
 - Nach 40 Betriebsjahren: Stilllegung

Diese Modellerweiterung stellt zugleich eine sinnvolle Sensitivität dar. (marktbasiert, mit bzw. ohne steigende Stilllegungswahrscheinlichkeit)

2.1.2 Abbildung von virtuellen Kraftwerken

VKW agieren aktiv am Energy-Only-Markt (EOM), stellen Regelenergie und Systemdienstleistungen (SDL) günstig, dezentral und voraussichtlich auch exakter bereit als konventionelle Kraftwerke und bewerkstelligen zudem die Sektorenkopplung, die im Zuge der Dekarbonisierung von Wärme, Verkehr und Chemie an Bedeutung gewinnt.

Dezentrale vernetzte VKW werden durch die ÜNB im Entwurf des Szenariorahmens nicht ausreichend abgebildet, obwohl diese in Zukunft die höchste Gesamtleistung aller Erzeuger aufweisen und sich daher auf die Deckungsbeiträge der in 2030 noch notwendigen konvent. Erzeugung auswirken. Aus diesen Gründen sollten die Eigenschaften von VKW im Marktmodell ausreichend abgebildet werden.

Die Berücksichtigung von VKW kann sich an folgenden Elementen orientieren:

- Implementierung **eines virtuellen Kraftwerks im Marktmodell**, das wie andere Kraftwerke "blockscharf" mit einem eigenen Kraftwerksmodell abgebildet wird
 - für das Marktmodell ist die Abbildung von einem VKW ausreichend, da sich konkurrierende Akteure ähnlich verhalten
 - ggf. kann ein VKW pro Regelzone vorgesehen werden
- **Aufnahme des virtuellen Kraftwerks in die nationale Kraftwerksliste**, ggf. als gesonderter Eintrag und pro Regelzone (da kein definierter Einspeisepunkt vorhanden ist)
- Ermittlung von **Leistung und Aufbau des virtuellen Kraftwerks** anhand des **Prozentsatzes flexibler EE-Erzeugung in Direktvermarktung**⁶
- Abbildung der speziellen Eigenschaften des virtuellen Kraftwerks
 - höhere Fahrplantreue aufgrund eines internen Redispatches
 - kurze Reaktionszeiten
 - geringe variable Kosten, geringe Kosten für Ausgleichsenergie
 - keine Mindestenergieerzeugung
 - ggf. Speicherkapazität (Kurzzeitspeicher)

Zum Aufbau des VKW-Modells eignet sich die Ermittlung folgender Kenngrößen:

1. EE-Anteil in einer Modellperiode ermitteln
→ davon EE-Anteil in Direktvermarktung
2. Anteile flexibler EE-Erzeugung in der Direktvermarktung bestimmt Leistung und Aufbau des VKW⁷ (ggf. aufgeschlüsselt nach Regelzone)
3. Verhalten der einzelnen Technologien im VKW analysieren und in eine Jahresdauerlinie des VKW zusammenführen
4. Eigenschaften des VKW im Marktmodell abbilden:
 - Festlegung: Kapazitätsanteil des VKW, der Day-Ahead / Intraday vermarktet wird
 - Festlegung: Kapazitätsanteil des VKW, der Systemdienstleistungen erbringt (vorwiegend Regelenergie, später Blindleistung, Kurzschlussleistung etc.)
 - Marktmodell: VKW agiert im EOM (Merit-Order)
 - Marktmodell: Vom VKW erbrachte Flexibilität, bzw. bereitgestellte Systemdienstleistungen (v. a. Regelenergie) aufgrund der geringen variablen Kosten abrufen

2.1.3 Pumpspeicherkraftwerke

Halten Sie den Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber für sinnvoll, Pumpspeicherkraftwerke für die nationale Kraftwerksliste zu berücksichtigen, die zwar im Ausland stehen, aber nur in das deutsche Stromnetz einspeisen?

Im Vergleich zu VKW haben die PSW im Ausland eine deutlich geringere Relevanz. Ja, diese sind ebenso wie VKW zu berücksichtigen, da diese Kraftwerke physikalisch und auch

⁶ Interviews auf E-World Energy+Water, Essen (2016): Diese Vorgehensweise der Ermittlung der Eigenschaften des VKW wird als grundsätzlich nachvollziehbarer Ansatz von Betreibern und anderen Akteuren angesehen.

⁷ Dies verhindert eine zweifache Berücksichtigung der Einspeiseleistung. Nicht flexible EE-Erzeugung wird im EOM vermarktet (Direktvermarktung). Flexible EE-Einspeisung wird über das VKW-Modell vermarktet.

hinsichtlich der heutigen Marktgegebenheiten (Preiszone DE/AT) im selben Gebiet einspeisen. Laut APG besteht an der deutsch-österreichischen Grenze kein Engpass und im Normalfall keine Handelsbeschränkung für den Intraday-Markt⁸. Die Modellierung einer begrenzten Übertragungskapazität auf einstellige GW erscheint jedoch sinnvoll (aktuelle Diskussion der Markt-Splittung zwischen DE/AT).

2.1.4 Import- / Lastmanagementbedarf

Wie stehen Sie zu dem von den Übertragungsnetzbetreibern festgestellten erhöhten Import- oder Lastmanagementbedarf aufgrund eines kürzer laufenden bzw. unrentableren konventionellen Kraftwerkparcs?

Der grenzüberschreitende Handel von Elektrizität ist in einem immer enger zusammenwachsenden europäischen Markt selbstverständlich und sorgt für zusätzliche Versorgungssicherheit. Aus Gründen der nationalen Sicherheit sollte jedoch die Versorgungssicherheit auch innerhalb Deutschlands selbstständig erbracht werden können. Generell kann jedoch eine Berücksichtigung länderübergreifender Effekte die nationale Bilanz entlasten: Lastspitzen in Europa treten nicht gleichzeitig auf. Außerdem erfolgt die EE-Einspeisung zu unterschiedlichen Zeiten. Daraus ergibt sich ein Einsparpotenzial, weil weniger Leistung durch konventionelle Kraftwerke abzusichern ist⁹.

Flexibilitätsoptionen sollten im gesamten Netzverbund genutzt werden, sofern diese wirtschaftlich sind und nicht zusätzliche fossile Verstromung anreizen und damit die Klimaziele gefährden.

2.1.5 Anteil der nicht einsetzbaren Leistung der Erneuerbaren Energien

Haben die Übertragungsnetzbetreiber dabei den Anteil der nicht einsetzbaren Leistung der Erneuerbaren Energien angemessen berücksichtigt?

Das EE-Portfolio in 2030 ist mit dem heutigen nur zum Teil vergleichbar: es ist davon auszugehen, dass EE-Anlagen in der Summe systemdienlicher und hochgradig vernetzt sind, mehr Speicherkapazität haben und auf den EOM reagieren. Aus diesen Gründen ist der deterministische Anteil nicht einsetzbarer EE-Leistung gerade für Photovoltaik zu hoch angesetzt (Entwurf Szenariorahmen, Seite 84). Ferner ist es nicht nachvollziehbar, warum Kapazitätsreserven, die für die Absicherung der Residuallast vorgehalten werden, nicht in den Berechnungen zur Jahreshöchstlast einbezogen werden.

Zwei Beispiele sollen dies verdeutlichen:

⁸ APG Austrian Power Grid (Homepage): <https://www.apg.at/de/markt/grenzueberschreitender-austausch/intraday-kapazitaeten> (Abruf von 09.02.2016)

⁹ PROGNOSE (2015), Versorgungssicherheit europäisch denken | Chancen und Voraussetzungen einer intensivierten europäischen Integration der Strom- und Leistungsmärkte. Studie im Auftrag des Weltenergierats – Deutschland e.V.

Fall 1: Jahreshöchstlast tritt auf, wenn Speicher zumindest teilweise gefüllt sind: Demand-Side-Response wird aktiv (z. B. Elektromobile stoppen den Ladevorgang bzw. Wärmepumpen werden abgefahren). Energie vorhandener Kurzzeitspeicher wird ausgespeichert um die relativ kurze Dauer der Jahreshöchstlast zu überbrücken. EE-Verfügbarkeit muss mit vernetzten Kurzzeitspeichern und Sektorenkopplung gedacht werden (Batteriespeicher, Wärmepumpen an Wärmespeichern und Wärmenetzen, Biogasspeicher etc.)¹⁰.

Fall 2: Jahreshöchstlast tritt nach einer „Dunkelflaute“ auf (Langzeitspeicher): In diesem Fall wurde der konventionelle Back-Up-Kraftwerkspark in Bereitschaft oder in Betrieb gesetzt. Über Power-to-Gas konnte erneuerbares Gas in der vorhandenen Gasinfrastruktur verlustarm über längere Zeiträume zwischengespeichert werden und auch einen Beitrag zur gesicherten Leistung erbringen (s. Abschnitt Flexibilitätsoptionen und Speicher).

2.2 Erzeugung Erneuerbaren Energien

Ist aus Ihrer Sicht die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Zuordnung des Anteils von Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 anhand einer pauschalen Bandbreite von 45-60 % oder die Ermittlung des Anteils von Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch anhand einer linearen Interpolation von 47,5-52,5 % vorzugswürdig?

Ein zukünftiger Fördermechanismus für EE wird Ausschreibungen und klare Zubaukorridore enthalten¹¹. Der Mechanismus wird zudem anreizen, diese Korridore möglichst exakt einzuhalten¹². Im Jahr 2030 wird es jedoch auch erneuerbare Erzeugungsanlagen geben, die außerhalb des EEG wirtschaftlich sind, z. B. Anlagen, die aus dem Geltungsbereich des EEG aufgrund ihres Alters herausfallen oder Anlagen in regionaler Direktvermarktung.

Eine lineare Interpolation ist nicht realitätsnah und damit nicht zielführend. Die Annahme einer pauschalen Bandbreite, die über den EEG-Zubaukorridor hinausgeht (wie z. B. 45-60 %) ist deutlich zu empfehlen.

2.2.1 Anteil von Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch

Halten Sie die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Zuordnung des Anteils von Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 51% (Szenario A) über 56 % bzw. 63 % (Szenario B) bis 56 % (Szenario C) für angemessen?

Die Ausbauszenarien sind an den zurzeit geltenden politischen Zielen orientiert. Da diese nicht die BNetzA vorgibt, sondern geltende Ziele in einem Szenario dargestellt werden sollen, sind hinsichtlich der aktuellen Diskussion, die Annahmen tragbar.

A 2030: 51% (entspricht etwa EE-Zielen → sinnvoll, da Szenario A ohnehin wenig optimistisch)

B 2030: 56% (Überschreitung der Obergrenze des Korridors um 3,5% → sinnvoll, eher zu gering)

¹⁰ Sterner, M., Stadler, I. et al (2014): Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration. Springer Verlag, Heidelberg, Berlin, New York.

¹¹ BMWi (2016), EEG-Novelle 2016 – Fortgeschriebenes Eckpunktepapier (Stand: 15.02.2016)

¹² Öko-Institut (2014): Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0. Studie im Auftrag von Agora Energiewende

B 2035: 63% (Überschreitung der Obergrenze des Korridors um 3% → sinnvoll, eher zu gering)
C 2030: 56% (Überschreitung der Obergrenze des Korridors um 3,5% → zu gering)

Das geltende Recht wurde zwar korrekt abgebildet, aber dieses berücksichtigt nicht die neue Ausgangslage nach dem G7-Gipfel von Elmau und den Pariser Beschlüssen. Zum Erreichen der Ziele des Pariser Klimaschutzübereinkommens müssen im Jahr 2030 höhere EE-Anteile erreicht werden, da die Dekarbonisierung in allen Energiesektoren erfolgen muss und erneuerbarer Strom zur Primärenergie wird. Aufgrund der Sektorenkopplung wird emissionsarme Elektrizitätserzeugung eine zentrale Rolle einnehmen.

Daher sollten vor allem die EE-Anteile in Szenario C 2030 auf 60-65 % erhöht werden und als progressives Szenario nicht nur als Abwandlung von Szenario B 2035 ausgestaltet werden.

2.2.2 Wind Offshore

Wie beurteilen Sie die Vorgehensweise der Übertragungsnetzbetreiber bei der Prognose von Wind Offshore? Ist die Aufteilung der prognostizierten Leistung zwischen Nord- und Ostsee sinnvoll?

Die Vorgehensweise ist gut, die Aufteilung sinnvoll. Auch in Zukunft werden Offshore-Windparks von professionellen Akteuren errichtet. Daher ist mit hoher Realisierungswahrscheinlichkeit und der Einhaltung der Zielkorridore zu rechnen. Ein Unterschreiten des Offshore-Korridors wird im wenig optimistischen Szenario A abgebildet.

2.3 Stromverbrauch

2.3.1 Sektorenkopplung steigert Strombedarf – Strom wird zur Primärenergie

Generell wird sich Strom zur Primärenergie entwickeln und durch die Sektorenkopplung in den nächsten Jahrzehnten neue Lasten hinzukommen, die ein vielfaches der heutigen Gesamtlast darstellen. Wie bereits ausgeführt ist dies zur Dekarbonisierung der Sektoren Wärme, Verkehr und Chemie notwendig. Wind- und Solarstrom wird hier als günstigste erneuerbare Energiequelle in gewandelter und gespeicherter Form vielfältig verwendet¹³.

In der Mobilität ist nicht nur mit der Elektromobilität zu rechnen, die vergleichsweise eine leichte Erhöhung des Strombedarfs mit sich bringt. Es ist realistisch, dass auch reine Windkraftstoffanlagen errichtet werden, die primär Stromkraftstoff produzieren und nur teilweise Strom in das öffentliche Netz einspeisen¹⁴.

¹³ Sterner, M., Stadler, I. et al (2014): Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration. Springer Verlag, Heidelberg, Berlin, New York.

¹⁴ FENES et al. (2014): Stromspeicher in der Energiewende | Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Regensburg.

Ferner wird neben der Sektorenkopplung Power-to-Gas auch die Sektorenkopplung Power-to-Heat von großer Relevanz sein wie z. B. Großwärmepumpen an Wärmenetzen und Wärmespeichern. Dies zeichnet sich bereits heute ab (Power-to-Heat über KWK) und sollte daher in allen Szenarien adäquat abgebildet werden (s. Abschnitt Flexibilität und Speicher)¹⁵.

Damit die Sektorenkopplung nicht zu einer Steigerung der Jahreshöchstlast führen, sind sie zwangsläufig system- und netzdienlich abzubilden.

Summa summarum wird der Stromverbrauch in Deutschland steigen, der Primärenergiebedarf aller Energiesektoren dadurch nach der gängigen Wirkungsgradmethode jedoch sinken, da die Verwendung von Strom als Primärenergie v. a. die Primärenergieeffizienz der Sektoren Wärme und Verkehr steigert¹⁶.

2.3.2 Veröffentlichung der Lastprofile

In *Abschnitt 9.7.12 Ermittlung der Lastprofile (Entwurf Szenariorahmen, Seite 82)* wird deren Ermittlung nur qualitativ beschrieben. Die Nennung der Quelle, in der die angewendete Methodik der Lastprofilerstellung beschrieben wird, ist hier essenziell und sollte transparent im Detail offengelegt werden. Auch sollten die verwendeten Lastprofile stundenscharf in geeigneter Form veröffentlicht werden, da moderne Lastprofile eine Grundlage für wissenschaftliche Arbeiten im Kontext darstellen und für die Glaubwürdigkeit des Szenariorahmens von großer Bedeutung sind.

2.3.3 Prosumer und PV-Auslegungskonzepte in Haushalts- und GHD-Profilen

Es ist zu berücksichtigen, dass Haushalte in urbanen Gebieten ein deutlich anderes Verbraucherverhalten als (Prosumer-)Haushalte in vorstädtischen oder ländlichen Regionen aufweisen. Da die Auslegung von kleinen PV-Anlagen nicht mehr nach dem Prinzip der Netzeinspeisungsmaximierung, sondern der Maximierung des Eigenverbrauchs erfolgt, sollte dieses Verhalten abgebildet werden (bzw. mit dem Auslaufen der Förderung alter EEG-Anlagen ein stärkeres Gewicht erhalten). Ähnliches gilt für GHD. Da aktuelle Förderprogramme und auch der künftige EE-Fördermechanismus einen systemdienliches Verhalten anreizen, muss dieses auch im Lastgang am Netzverknüpfungspunkt abgebildet werden.

2.3.4 Bevölkerungsentwicklung und Wirtschaftswachstum

Die Annahmen zu Bevölkerungsentwicklung, Wirtschaftswachstum und regionalen Strukturparametern sind nachvollziehbar. Es ist positiv hervorzuheben, dass die ÜNB die aktuell veränderte Zuwanderung (Flüchtlinge) im Szenariorahmen abbilden zu versuchen und diesen Abschnitt mit zahlreichen Quellen belegen.

¹⁵ Gerhardt et al. (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr - Endbericht, Fraunhofer IWES, Fraunhofer IBP, IFEU, Stiftung Umweltrecht, BMWi, Kassel.

¹⁶ Sterner, M., Stadler, I. et al (2014): Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration. Springer Verlag, Heidelberg, Berlin, New York.

2.4 Flexibilisierung und Speicher

Inwieweit halten Sie die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Flexibilitätsoptionen dem Grunde und der Höhe nach für realistisch? Sollte das von den Übertragungsnetzbetreibern dargestellte Flexibilitätspotenzial je nach Region unterschiedlich abgebildet werden? Sind die von der Bundesnetzagentur dargestellten Betrachtungen zu PV-Batteriespeichern und Power-to-Gas Anlagen dem Grunde und der Höhe nach angemessen?

Der weitere Ausbau erneuerbarer Energien erhöht in Zusammenhang mit der Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks den Flexibilitätsbedarf. Im ÜNB-Entwurf wird Flexibilitätsoptionen und vor allem Energiespeichern (Entwurf Szenariorahmen, Seite 92) noch deutlich zu wenig Bedeutung zugeschrieben. Die vorhandenen Absätze sind kurz und wenig durch Quellen und Zahlen belegt. Zudem ist nur teilweise erkennbar, wie die Flexibilitätsoptionen aktiviert und Energiespeicher, v. a. Stromspeicher gesteuert werden. Deren Einsatz sollte marktbasiert und systemdienlich erfolgen, bei Betrachtung aller für Speicher relevanten Märkte (EOM, Regelleistung etc.).

Im Hinblick auf die ambitionierten Klimaziele und die großen Herausforderungen der Dekarbonisierung außerhalb des Strombereichs wird es erforderlich, schneller als bisher geplant sehr hohe Anteile von Strom aus erneuerbarer Energien zu erreichen. V. a. neue Stromanwendungen in der Sektorenkopplung (Power-to-Heat über Wärmepumpen an Wärmenetzen oder Wärmespeicher; Power-to-Gas für Stromkraftstoffe) werden unterschätzt. Zudem entstehen dadurch nicht nur neue Lasten, die zwingend im Lastmanagement (DSM) einzusetzen sind, sondern auch „Rückläufer“ z. B. aus der Elektromobilität in Form von günstigen Batterien, die in Batteriekraftwerken sehr kostengünstig SDL wie Regelleistung bereitstellen können. Aus diesen Gründen können Investitionen in Stromspeicher deutlich früher getätigt werden oder erforderlich werden, als es in vergangenen Modellrechnungen simuliert wurde. Grundsätzlich tendieren viele Modellanalysen dazu, den gesamten Systemnutzen von Stromspeichern zu unterschätzen, wenn nicht alle relevanten Wertbeiträge zum Gesamtsystem berücksichtigt werden¹⁷.

Sollte sich der erforderliche Stromnetzausbau verzögern, werden massive Engpässe und Überschüsse im Stromsystem bereits für die 2020er-Jahre prognostiziert. Dies zeichnet sich durch die Kosten für den Redispatch ab, der mittlerweile im Mrd. € Bereich liegt und zurecht Druck auf die sinnvolle Verwertung von günstigem Strom aufbaut. Die Sektorenkopplung ist hierfür eine sinnvolle Lösung und Sektorenkopplung bedeutet immer auch die Verlagerung des Flexibilitätsproblems von EE-Strom auf andere Sektoren unter Nutzung von Energiespeichern in diesen Sektoren. Eine Sektorenkopplung wird im vollem Umfang erst durch Energiespeicher möglich¹⁸.

Energiespeicher wie Stromspeicher können in vielen Anwendungsbereichen und Marktsegmenten eingesetzt werden, beispielsweise im Großhandelsmarkt (Arbitrage), zur Bereitstellung von Regelleistung (auch Momentanreserve) sowie weiteren Systemdienstleistungen, zur

¹⁷ DIW (2015): Stromspeicher: Eine wichtige Option für die Energiewende. DIW Wochenbericht Nr. 10.2015. https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.426133.de/13-34.pdf

¹⁸ Sterner, M., Stadler, I. et al (2014): Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration. Springer Verlag, Heidelberg, Berlin, New York.

Bereitstellung gesicherter Leistung, Kurzschlussleistung, Blindleistung, Spannungsqualität und dem Management von Netzengpässen. Darüber hinaus gibt es dezentrale Anwendungen, wie beispielsweise Batterien zur Erhöhung des Eigenverbrauchs aus dezentraler Solarstromerzeugung, die unabhängig von den Strommärkten agieren.

2.4.1 Dezentrale Batteriespeicher

Wenn die ersten Photovoltaikanlagen ihren Anspruch auf EEG-Vergütung verlieren – also zum Jahresende 2020 – werden sich Batteriespeicher in Verbindung mit Photovoltaikanlagen vermehrt durchsetzen. Die Elektromobilität bahnt den Batteriespeichern den Weg, indem die Kosten für Batterien durch die Massenproduktion deutlich sinken. Das zeichnet sich bereits heute deutlich ab und ist neben der großen Preisspanne zwischen Einspeisevergütung und Strombezugskosten ein wesentlicher Grund für die Installation von bislang über 30.000 Hausbatteriesystemen. Diese sind zwingend systemdienlich einzusetzen und entsprechende Anreize zu setzen¹⁹.

Die Leistung dezentraler Batteriespeicher liegt im Jahr 2020 im Bereich der von der BNetzA angenommenen Spannbreite. In den Jahren 2025 und 2030 schätzen wir die installierte dezentrale Batterieleistung jedoch höher ein²⁰:

Abschätzung²¹ für dezentrale Batteriespeicher (stationär):

- **Im Jahr 2020: ca. 0,63 GW** (ggü. Annahme BNetzA: 0,5 – 0,7 GW)
- **Im Jahr 2025: 1,7 – 1,9 GW** (ggü. Annahme BNetzA: 1,2 – 1,8 GW)
- **Im Jahr 2030: 3,4 – 6,0 GW** (keine Angabe der BNetzA)
- **Im Jahr 2034: 6,3 – 15 GW** (ggü. Annahme BNetzA: 3,4 – 6,0 GW im Jahr 2035)

Im Abschnitt 7.2 Photovoltaik (Entwurf Szenariorahmen, Seite 56ff.) werden Batteriespeicher für Aufdachanlagen nicht erwähnt. Im entsprechenden Abschnitt der finalen Version des Szenariorahmens sollte die Modellierung des Zubaus dezentraler Batteriespeicher erläutert werden. In Tabelle 18 „Installierte Leistung Photovoltaik je Bundesland“ (Entwurf Szenariorahmen, Seite 60) wird nicht nach Freiflächenanlagen und Aufdachanlagen unterschieden. Die Unterscheidung „davon Freifläche“, „Aufdachanlagen, mit Speicher“ und „Aufdachanlagen, ohne Speicher“ sollte enthalten sein (zumindest nach Regelzone).

Es sollte ferner spezifiziert werden, um welche Speicher es sich handelt (vermutlich Batteriespeicher), da es auch PV-Anwendungen mit Wärmespeicher gibt (Photothermie bzw. Power-to-Heat).

¹⁹ FENES et al. (2014): Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung. Studie im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE) und der Hannover Messe, Regensburg.

²⁰ FENES et al. (2014): Stromspeicher in der Energiewende | Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

²¹ Angegeben ist hier jeweils das technisch-ökonomisches Potential

2.4.2 Batteriespeicher als Netzspeicher

Im Dialog mit zahlreichen Verteilnetzbetreibern, u. a. die flächenmäßig größten, wird sehr deutlich, dass das Paradigma „Der Netzausbau ist stets die günstigste Flexibilitätsoption“ nicht mehr zutrifft. Es gibt einige Fälle, in denen der genehmigungsfähige konventionelle Netzausbau durch die absehbare Zielnetzplanung in 5-10 Jahren überflüssig wird, v. a. bei gleichzeitigem Auftreten von Problemen der Spannungshaltung und Überlastung von Netzkomponenten. Der genehmigte Netzausbau ist ein „stranded investment“ und wird teuer über die Netznutzungsentgelte (NNE) vom Stromkunden finanziert, obwohl keinen weiteren Nutzen bringt.

Immer dann, wenn Batteriespeicher nachweislich die temporär günstigere Lösung eines lokalen Netzproblems darstellen, sollten diese auch genutzt werden dürfen und von der BNetzA genehmigt werden. Sonst wird der Auftrag der Umsetzung eines kosteneffizienten Netzausbaus nicht erfüllt.

Des Weiteren gibt es zahlreiche innovative Ansätze mit Batteriespeichern: die Caterva GmbH (Siemens Ausgründung) hat über 60 dezentrale Hausspeicher als VKW im Netzgebiet der MainFranken Netze GmbH in der PRL am Netz²². Im Bereich der MVV sind erste Quartierspeicher (Strombank von ads.tec) in Betrieb – sowohl zur Optimierung des Eigenverbrauchs als auch im Regelleistungsmarkt.

Diese bereits jetzt zahlreich vorhandenen Ansätze sollten Anstoß geben, Batteriespeicher mehr als bisher als – auch bis 2030 – relevante Flexibilitätsoption gebührend im Szenarioarmen abzubilden.

2.4.3 Batteriekraftwerke

Zahlreiche Arbeiten zur Bereitstellung von Primärregelleistung weisen einheitlich einen zukünftigen wirtschaftlichen Betrieb für stationäre Batterien aus, was u. a. auf das deutliche Kostensenkungspotenzial von Lithium-Ionen-Batterien durch die Massenfertigung und Weiterentwicklungen einzelner Komponenten zurückzuführen ist²³. Batteriespeicherkraftwerke sind bereits heute in Betrieb oder Planung. Dem FENES sind Batteriespeicher mit ca. 300 MW (PRL) bekannt, die im Bau, in Planung bzw. bereits in Betrieb sind, was etwa 50 % des deutschen PRL-Marktes betrifft²⁴.

²² N-Ergie AG (2015): Innovationsprojekt SWARM, verteilte Kleinspeicher im Verteilnetz der N-ERGIE AG, 5. VDI Konferenz „Energiespeicher für die Energiewende“, Nürnberg

²³ Fraunhofer IWES, Fraunhofer UMSICHT (2014): Abschlussbericht Metastudie »Energiespeicher« Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)

²⁴ Beispiele für Batteriekraftwerke (im Bau, in Planung bzw. bereits in Betrieb)
WEMAG (2014): Batteriespeicher mit 5 MW, präqualifiziert für Primärregelung;
STEAG (2015): Neuanschaffung von sechs Großbatteriesystemen mit zusammen 90 MW (und weitere).

Zudem werden für die Errichtung von Second-Life-Batteriekraftwerken²⁵ Batterien der ersten massenmarktfähigen Generation(en) von Elektrofahrzeugen vorhanden sein²⁶. Batteriespeicherkraftwerke sind aus den genannten Gründen in den optimistischen Szenarien nicht zu vernachlässigen mit der Konsequenz eines deutlich geringeren Bedarfs an konventioneller Must-Run Erzeugung, welche aus SDL resultiert. Ab 2020 wird nach unserer Einschätzung die PRL vollständig durch Batteriekraftwerke erbracht bzw. hat das Potenzial dazu, auch weitere Bereiche der SDL zu übernehmen und damit den konventionellen Erzeugungspark weiter zu verdrängen.

2.4.4 Wärmespeicher und Wärmenetze / Power-to-Heat und KWK-Must-Run

Analog zu Batteriekraftwerken wird der Must-Run Bedarf an konventionellen Kraftwerken durch Wärmespeicher und Wärmenetze im KWK-Bereich reduziert. Über große Wärmespeicher können Wärmenetze je nach Saison über mehrere Tage unabhängig von konventioneller KWK-Erzeugung gefahren werden und zusätzlich als Senke für „Stromüberschüsse“ genutzt werden. Das aktuelle KWKG reizt dies weiter an.

Aus diesen Gründen ist in allen Szenarien von einem reduzierten KWK-basierten Must-Run Bedarf konventioneller Erzeugung auszugehen.

2.4.5 Power-to-Gas, Power-to-Heat und Power-to-X

Im Entwurf der ÜNB wird die installierte Leistung von Power-to-X-Anlagen nicht genannt. Laut dem Begleitdokument geht die BNetzA von 1-2 GW im Jahr 2030 aus. Dieser Anteil wird als zu gering angesehen.

Die **Definition** von **Power-to-X** lautet nach ²⁷:

„Power-to-X beschreibt die Wandlung von Strom als Primärenergie und Rohstoff in einen Energieträger, Wärme, Kälte, Produkt, Kraft- oder Rohstoff. Es ist ein Sammelbegriff für Power-to-Gas, Power-to-Liquid, Power-to-Fuel, Power-to-Chemicals, Power-to-Product und auch Power-to-Heat.“

In den letzten Jahren wurden trotz EEG-Umlage auf dem Strombezug jährlich 6-9 MW PtG-Anlagen neu installiert und in Betrieb genommen, vorwiegend als F&E Anlagen. Derzeit sind etwa 30 Anlagen mit einer Leistung von 24 MW in Deutschland installiert.

In einer von uns geleiteten Studie für die Agora Energiewende²⁸ haben wir auf Basis der UBA-Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“ die Potenziale für PtG, PtL und PtC grundlegend nach einer progressiven Entwicklung (starke Marktdurchdringung PtX)

²⁵ Beispiel: The Mobility House, Daimler (2015): 13 MW Second-Use-Batteriespeicher (im Aufbau)

²⁶ Nirugaa et al. (2015): Scenarios for the Return of Lithium-Ion Batteries out of Electric Cars for Recycling, Procedia CIRP, Volume 29, Pages 740-745, <http://dx.doi.org/10.1016/j.procir.2015.02.170>

²⁷ Sterner, M., Stadler, I. et al (2014): Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration. Springer Verlag, Heidelberg, Berlin, New York.

²⁸ FENES et al. (2014): Stromspeicher in der Energiewende | Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

und einer konservativen Entwicklung abgeschätzt. Darin zeigen sich bei einem EE-Anteil von ca. 80 % etwa 6-16 GW Power-to-Gas als kostensenkend unter der Annahme eines starken nationalen und internationalen Stromnetzausbaus und der Nutzung zahlreicher weiterer Flexibilitätsoptionen. Eine ähnliche Größenordnung ist für Power-to-Heat realistisch.

Falls der Stromnetzausbau nicht so progressiv wie heute angenommen erfolgt, was aufgrund der gesellschaftlichen Dimension und den Planungsverzögerungen durch Verkabelungsvor-
rang höchstwahrscheinlich ist, fallen die Zahlen für Power-to-Gas entsprechend deutlich höher aus²⁹, v. a. wenn die Fähigkeit des zeitlichen und räumlichen Ausgleichs von Power-to-Gas im Zusammenhang mit dem Redispatch betrachtet wird. 460 000 km Gasleitungen sind für einen Energietransport von Nord nach Süd bereits vorhanden und können über diese Technologie mit einem Gesamtwirkungsgrad (Strom und Wärme) von bis zu 50 % genutzt werden. Auch wenn damit ein Großteil der Windenergie im Norden ungenutzt bleibt, ergibt sich doch der Vorteil einer gesicherten Leistung an erneuerbarer Gaskraft, die mehr Wert hat als volatile Windenergie³⁰. Dieser Mehrwert wird jedoch heute nicht am EOM honoriert.

Des Weiteren wird die Dekarbonisierung der chemischen Industrie eine Umstellung von fossilen auf erneuerbare Rohstoffe erfordern. Derzeit liegt der nicht-energetische Verbrauch fossiler Rohstoffe für stoffliche Zwecke bei etwa 4 % des gesamten Aufkommens fossiler Brenn- und Rohstoffe. Das nachhaltige Potenzial an Biomasse ist als Rohstoffbasis für die chemische Industrie nicht ausreichend.

Die Wandlung von günstiger und flächeneffizienter Wind- und Solarenergie in chemische Grundstoffe über Power-to-X wird daher im Zuge der Dekarbonisierung notwendig. Bei weiterem moderatem Wachstum der chemischen Industrie kann der Strombedarf für Power-to-X in den nächsten Jahrzehnten auf mehrere hundert TWh steigen. Analoge Größenordnungen ergeben sich für den Verkehrssektor. Ob diese Stromnachfrage durch EE-Anlagen in Deutschland gedeckt wird, oder die Kraftstoffe und Rohstoffe im Ausland gewonnen und nach Deutschland importiert werden, ist offen und abhängig von der Industriepolitik. Sehr wahrscheinlich wird aber auch in Deutschland ein Teil der PtX Anlagen, v. a. in Form von Power-to-Gas und Power-to-Heat Anlagen installiert sein.

Aus all diesen genannten Gründen empfehlen wir, im Szenariorahmen mit folgenden Zahlen bzw. Bandbreiten zu rechnen, jeweils für PtH und PtG:

- **Im Jahr 2030:** 2 – 4 GW
- **Im Jahr 2035:** 4 – 8 GW

Wir regen an, diese als Energiespeicher im Lastmanagement zu modellieren und nicht als Stromspeicher; bzw. nur dann Power-to-Gas als Stromspeicher, wenn die Annahme getroffen wird, dass nicht alle HGÜ-Korridore realisiert werden.

²⁹ FENES, Energy Brainpool (2015): Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für das Gelingen der Energiewende, Studie im Auftrag von Greenpeace Energy eG

³⁰ Sterner, M., Stadler, I. et al (2014): Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration. Springer Verlag, Heidelberg, Berlin, New York.

Power-to-Gas sollte regional in Norddeutschland modelliert werden und Power-to-Heat flächendeckend an entsprechenden Ballungszentren bzw. Fernwärmenetzen und KWK-Standorten.

2.4.6 Flexibilitätsoptionen in den Szenarien

In Szenario A wird keine Änderung der gegenwärtigen technischen Konfigurationen der Erzeugungsanlagen angenommen (Entwurf Szenariorahmen, Seite 40), was auch für das wenig optimistische A-Szenario eine recht pessimistische Annahme darstellt. Dies könnte zu einer deutlichen Überschätzung des Netzausbaubedarfs führen.

2.4.7 Lastmanagement klassischer Stromanwendungen

Die kostenminimierende Modellierung der Lastabschaltung und -verlagerung in Markt-simulationen ist ein sinnvoller Weg für den Einsatz dieser Flexibilitätsoption. Für klassisches Lastmanagement werden nur heutige Potentiale ausgewiesen. In der Endfassung des Szenariorahmens sollte, wie auch beim Lastmanagement neuer Stromanwendungen, szenarioscharf deren verlagerbare Kapazität und Energie ausgewiesen werden.

2.4.8 Lastmanagement neuer Stromanwendungen

Die Berücksichtigung der Flexibilitätsoptionen neuer Stromanwendungen erfolgt in der Ermittlung des Stromverbrauchs und den dazu gehörigen Lastprofilen. Sie werden in den Markt-simulationen daher nicht explizit abgebildet. Von den ÜNB ausgesprochenes Ziel sei jedoch, die Flexibilitätspotentiale von Elektromobilität und Wärmepumpen unter Berücksichtigung der Marktpreissignale bestmöglich zu nutzen (Entwurf Szenariorahmen, Seite 91). Wenn die Flexibilität neuer Stromanwendungen ausschließlich im Lastverhalten abgebildet wird, so besteht die Gefahr einer Pauschalisierung. Das angenommene Lastverhalten der betroffenen Verbraucher (urbane Gebiete, vorstädtisch/ländliche Gebiete, Consumer/Producer-Haushalte, bzw. -GHD) sollte veröffentlicht werden. Zudem ist eine Abschätzung der Zahl des Elektrofahrzeugbestands in den Zieljahren sinnvoll, um die Annahmen zur verlagerbaren Ladeleistung nachvollziehen zu können.

2.5 Klimaschutzziele

Die Vorgabe einer CO₂-Obergrenze und Erhöhung der CO₂-Preise für alle deutschen Kraftwerke (laut ÜNB -Vorschlag, Methode 2) ist für die Modellrechnung bis in das Jahr 2030 vorerst sinnvoll, wenn die Stilllegung konventioneller Kraftwerkskapazität marktbasierend anhand ihrer Deckungsbeiträge erfolgt und (bestenfalls) die Stilllegungswahrscheinlichkeit zum Ende der vorgegebenen Kraftwerkseinsatzdauer steigt.

Wenn die marktbasierende Modellierung nicht zur Anwendung kommt und somit die Kraftwerkseinsatzdauern mit festen Zeitpunkte belegt werden (was in der Realität heute faktisch nicht

der Fall ist), so ist das Herausnehmen der emissionsintensivsten Kraftwerke bis zur vorgegebenen Emissionsobergrenze in der jeweiligen Modellperiode vorzuziehen.

Dieses Modellelement ist bis zum nächsten Szenariorahmen zwingend den dann geltenden politischen Maßnahmen zur Einhaltung der Klimaschutzziele anzupassen (ggf. Kohleausstiegsplan).

Ein Szenario, in dem die nationalen Klimaschutzziele nicht erreicht werden, ist nicht notwendig. Szenario A bildet dies bereits ab, das darin keine ambitioniertere Klimaschutzelemente umgesetzt werden und auch die Sektorenkopplung weitgehend fehlt.

2.6 Europäischer Kraftwerkspark und Europäischer Handel

Halten Sie die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Zuordnung der nationalen Szenarien zu den europäischen Visionen für angemessen?

Die Wahl von identischen Zieljahren ist sinnvoll.

3 Sensitivitäten

Falls die in dieser Stellungnahme geforderten Maßnahmen nicht in den Szenarien abgebildet werden, sollten dazu Sensitivitäten gerechnet werden.

Eine bisher nicht genannte wichtige Sensitivität ist der Zubau von Onshore-Windenergie. Im aktuellen Eckpunktepapier des BMWi zum EEG wird die Onshore-Windkraft zum Lückenfüller für den EE-Ausbaukorridor gehandelt³¹. Es erscheint aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll, die derzeit günstigste Form erneuerbarer Stromerzeugung nicht als Säule der EE-Erzeugung aufzubauen, sondern nur zum Auffüllen verbleibender Lücken zu nutzen. Es sollte untersucht werden, wie sich ein reduzierter Anteil an Onshore-Windenergie insgesamt auswirkt. Da das Ausschreibungsvolumen für Onshore-Windenergie voraussichtlich im künftigen EE-Fördermechanismus mit den Zubauraten anderer EE-Technologien verrechnet wird, erscheint diese Parametervariation als sinnvoll.

4 Wissenschaftliche Begleitarbeiten

Die Bundesnetzagentur sollte berechtigt erscheinende Vorschläge aus dem Konsultationsprozess, die nicht unmittelbar in die vorgeschlagenen Modelle integriert werden können, als Forschungsfragen für wissenschaftliche Begleitarbeiten an geeignete Stellen, z. B. an das BMWi oder das BMBF weitergeben.

³¹ BMWi (2016), EEG-Novelle 2016 – Fortgeschriebenes Eckpunktepapier (Stand: 15.02.2016)