

Kommentierung des ersten Entwurfs des Netzentwicklungsplans Strom 2035 (Version 2021)

Autoren

Franziska Flachsbarth
Dr. Matthias Koch
David Ritter
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.	Eingangsdaten: Parametrierung und Regionalisierung	6
2.1.	Parametrierung des konventionellen Kraftwerksparks	6
2.2.	Regionalisierung der erneuerbaren Energien	6
2.3.	Regionalisierung der Stromnachfrage von neuen Stromanwendungen	7
2.4.	Regionalisierung der PtX-Anlagen	7
3.	Vorgelagerte Optimierung: Flexibilisierung der Stromnachfrage	8
4.	Marktmodellierung: Stromnachfrage und Jahreshöchstlast	10
5.	Marktmodellierung: CO₂-Emissionen	11
5.1.	Quantifizierung der CO ₂ -Emissionsobergrenze	11
5.2.	Modellierung der Einhaltung der CO ₂ -Emissionsobergrenze	12
6.	Abbildung des Auslands	14
6.1.	Parametrierung des Auslands	14
6.1.1.	Parametrierung des Strommarktes	14
6.1.2.	Berücksichtigung der Interkonnectoren	14
6.2.	Modellierung der ausländischen Flexibilitätsoptionen	15
7.	EE-Überschüsse	16
8.	Resultierender Netzausbaubedarf	17

1. Einleitung

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben am 29.01.2021 den ersten Entwurf des NEP Strom 2035, Version 2021 veröffentlicht und zur Konsultation gestellt (50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2021). Wie der von der Bundesnetzagentur bestätigte Szenariorahmen dieses Netzentwicklungsplans teilweise ankündigte (BNetzA 2020), weist der diesjährige Netzentwicklungsplan einige konzeptuelle Neuerungen auf.

Es handelt sich erstmals um einen Netzentwicklungsplan mit einem Planungshorizont bis 2040 – und entsprechend auch mit höheren Klimaschutzziele. Dies spiegelt sich in den EE-Anteilen an der Bruttostromnachfrage und der einzuhaltenden CO₂-Emissionsobergrenze wider. Zudem wird erstmals der Netzausbaubedarf für einen EE-Anteil von etwa 75 % abgeschätzt. Dies kommt der häufig geforderten Langfristplanung (ein „100 %-EE-Szenario“, vgl. z.B. (Flachsbarth und Koch 2019)) zumindest ein Stück näher und ermöglicht eine transparentere Diskussion über den zukünftigen Netzausbaubedarf. Der Bedarf an Letzterem sei dennoch betont.

Weitere wichtige Neuerung der aktuellen NEP-Szenarien ist, dass der gesetzlich verankerte Kohleausstieg nunmehr in allen Szenarien Berücksichtigung findet. Dies ermöglicht es, ein Zielnetz zu planen, welches nicht von der Einspeisung von Kohlekraftwerken beeinflusst ist.

Ergänzt wird diese wesentliche Neuerung durch einen Wechsel in der Parametrierung des europäischen Auslands: Mit dem TYNDP-Szenario „Distributed Energy“ werden im gesamten europäischen Umfeld ambitioniertere Klimaschutzziele verfolgt als noch mit dem bisherigen Szenario „National Trends“. Einziges Manko ist, dass die Konsistenz des Szenarios „Distributed Energy“ durch die begrenzte Nutzungsmöglichkeit der dort geplanten Interkonnektoren nur eingeschränkt gegeben ist. Dies ist ein Thema unserer Kommentierung.

Dennoch kommt der NEP der von uns präferierten Weise der Modellierung der Einhaltung der CO₂-Emissionsobergrenze durch den Wechsel des TYNDP-Szenarios zunächst ein ganzes Stück näher. Damit dargestellt ist, dass Klimaschutz europäisch betrieben wird, empfehlen wir bisher, anstelle des nationalen CO₂-Preisauflags mit einem einheitlich höheren europäischen CO₂-Preis zu rechnen. Durch „Distributed Energy“ und durch den „geordneten Kohleausstieg“ in Deutschland können einheitlichere europäische Klimaschutzbestrebungen als erfüllt betrachtet werden. Für das Szenariojahr 2035 ist dem entsprechend auch keine weitere modelltechnische Maßnahme zur Einhaltung der CO₂-Emissionsobergrenze erforderlich.

Für das Szenariojahr 2040 reichen die beschriebenen Maßnahmen zur Einhaltung der CO₂-Emissionsobergrenze aber noch nicht aus, und die Diskussion um das geeignete modelltechnische Verfahren entfacht mit diesem NEP erneut. Die ÜNB präferieren es, in 2040 nicht mehr mit dem „nationalen CO₂-Preisauflag“ zu operieren, sondern die Mehremissionen nur auszuweisen. Es wird unterstellt, dass zur Vermeidung der Mehremissionen ein CO₂-neutraler Brennstoff eingesetzt wird, dessen Herkunft nicht thematisiert wird. Dieses Verfahren ist ein weiteres Thema unserer Kommentierung.

Mit den hohen EE-Anteilen im Szenariojahr 2040 wird eine weitere Schwäche der Modellierung des NEP sichtbar: die dezentralen Flexibilitäten Haushalts-Wärmepumpen und Elektromobilität werden zur Minimierung der Lastspitzen eingesetzt, was einem verteilnetzdienlichen Einsatz nahekommen soll. Um die Flexibilität aber zur Integration der erneuerbaren Energien nutzen zu können, sollten nicht die Lastspitzen, sondern die regionalen Residuallastspitzen mithilfe der dezentralen Flexibilitäten minimiert werden. Dieser Vorschlag ist Thema in unserer Kommentierung.

Darüber hinaus wird auf Regionalisierungsaspekte, den konventionellen Kraftwerkspark, die EE-Überschüsse sowie auf die Jahreshöchstlast eingegangen.

2. Eingangsdaten: Parametrierung und Regionalisierung

2.1. Parametrierung des konventionellen Kraftwerksparks

Der Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland ist in den Szenarien korrekt abgebildet. In allen Szenarien sind keine Steinkohlekraftwerke mehr in Betrieb. Nur noch im Szenario A 2035 sind Braunkohlekraftwerke mit einer installierten Leistung von 7,8 GW in Betrieb, in allen anderen Szenarien wird bereits eine vollständige und damit vorzeitige Beendigung der Braunkohleverstromung unterstellt. Die sehr geringen Volllaststunden für Braunkohlekraftwerke im Szenario A 2035 (nur 2.300 h) verdeutlichen, dass unter den im Szenariorahmen getroffenen Annahmen ein Weiterbetrieb von Braunkohlekraftwerken unwirtschaftlich ist und ein vorzeitiger Ausstieg aus der Braunkohleverstromung wahrscheinlich ist.¹ Angesichts der Entwicklungen des European Green Deals schlagen wir vor, das Szenario A 2035 durch ein „German Green Deal“- Szenario zu ersetzen, vgl. Kapitel 5.1.

Dem gegenüber erhöht sich in allen Szenarien die installierte Leistung von Erdgaskraftwerken um 8 GW bis 17 GW im Vergleich zu 2019. Die aus dem Einsatz der Erdgaskraftwerke resultierenden Volllaststunden liegen bei 2.000 h bis 2.500 h. Bei diesen Einsatzzeiten ergeben sich zwangsweise hohe CO₂-Emissionen, wenn Erdgas als Brennstoff verwendet wird. Da die CO₂-Emissionen von Erdgaskraftwerken zur Einhaltung der CO₂-Ziele nachträglich durch den Einsatz von Wasserstoff korrigiert werden müssen, sollte idealerweise bereits im Vorfeld ein gewisser Anteil an Wasserstoffkraftwerken im thermischen Kraftwerkspark berücksichtigt werden, da nur dann die Merit Order im europäischen Kraftwerkspark nachträglich nicht verfälscht wird (vgl. Kapitel 5.2).

Unsere Empfehlungen:

- Verzicht auf das Szenario A 2035 und Substitution durch ein ambitionierteres Klimaschutzszenario, vgl. auch Kapitel 5.1
- Berücksichtigung von Erdgaskraftwerken mit erhöhten Grenzkosten aufgrund der Nutzung von Wasserstoff anstelle von konventionellem Erdgas, vgl. auch Kapitel 5.2

2.2. Regionalisierung der erneuerbaren Energien

Die bundeslandspezifische Regionalisierung der EE-Stromerzeugung ist in allen Szenarien entweder sehr homogen oder sogar identisch. Entgegen der im NEP getroffenen Aussage, dass sich die räumliche Verteilung der Onshore-Windenergie auf die Bundesländer unterscheidet, ist dies bei der Auswertung der bundeslandspezifischen Stromerzeugung nicht erkennbar (50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2021, Daten aus den Abbildungen 38 bis 41).

Es gibt kein Szenario, welches einen stärkeren Zubau von Onshore-Windenergie in den südlichen Bundesländern beinhaltet. In allen Szenarien entfallen jeweils nur 2 % der bundesweiten

¹ Verstärkt wird dieser Effekt durch den European Green Deal, durch den noch eine Verschärfung des EU-Emissionshandels zu erwarten ist.

Stromerzeugung aus Onshore-Windenergie auf Bayern bzw. Hessen sowie 2 % bis 4 % auf Baden-Württemberg.

Insbesondere in Bayern stagniert die installierte elektrische Leistung von Onshore-Windenergieanlagen: ausgehend von derzeit 2,5 GW wird nur ein unbedeutender Ausbau auf 2,8 GW bis 3,0 GW für die nächsten 15 bis 20 Jahre unterstellt. Um in Bayern einen ausgeglicheneren Technologiemix bei den erneuerbaren Energien zu erreichen, ist mindestens eine Verdopplung der installierten Leistung von Onshore-Windenergieanlagen anzustreben (Koch et al. 2020b).

Bei PV ist hingegen im netzdienlichen Szenario C 2035 eine leichte Verschiebung zwischen Bayern und Nordrhein-Westfalen zu erkennen: im Vergleich zum Szenario A 2035 nimmt der bundeslandspezifische Anteil der PV-Stromerzeugung in Bayern von 30 % auf 25 % ab und steigt im Gegenzug in Nordrhein-Westfalen von 8 % auf 12 % an.

Unsere Empfehlung:

- Größere Bandbreite der Variation des EE-Mixes als auch der Regionalisierung: Im netzdienlichen Szenario C 2035 sollte ein stärkerer Ausbau von Onshore-Windenergie in Süddeutschland in Kombination mit einem stärkeren PV-Ausbau im Nordwesten Deutschlands unterstellt werden.

2.3. Regionalisierung der Stromnachfrage von neuen Stromanwendungen

In unserer Kommentierung des Entwurfs für den Szenariorahmen für den NEP 2035 (Version 2021) haben wir angeregt, den Stromverbrauch der neuen industriellen Stromverbraucher („Industriemehrverbrauch“) feiner aufgelöst darzustellen, um erkennen zu können, ob und in welchem Umfang darin auch Power-to-Gas oder Power-to-Heat Anwendungen enthalten sind (Koch et al. 2020a). In dem nun veröffentlichten ersten Entwurf des NEP ist die Abgrenzung der Position „Industriemehrverbrauch“ zu den eigenständigen Positionen „Power-to-Gas“ und „Power-to-Heat“ nach wie vor unklar. Es bleibt schwierig, die Größenordnung des angenommenen „Industriemehrverbrauchs“ einordnen zu können, da die dahinterliegenden Branchen bzw. die zur Dekarbonisierung eingesetzten Technologien nicht erkennbar sind.

Es wird allerdings eine bundeslandspezifische Regionalisierung der neuen Stromanwendungen dargestellt (50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2021, Abbildung 7 auf S. 30). Dabei fällt Hessen als Bundesland mit dem höchsten „Industriemehrdarf“ auf, und im Szenario C 2035 sticht ein besonders hoher „Industriemehrdarf“ für Bayern heraus. Zudem ist der Stromverbrauch von Elektromobilität in Bayern fast so groß wie in Nordrhein-Westfalen, obwohl dort mehr Menschen leben.

Unsere Empfehlung:

- Abgrenzung der Position „Industriemehrverbrauch“ zu den eigenständigen Positionen „Power-to-Gas“ und „Power-to-Heat“

2.4. Regionalisierung der PtX-Anlagen

Durch die im Szenariorahmen festgelegte Verortung der Elektrolyseure (PtX-Anlagen ggf. mit Folgeprozessen) erhöht sich die Stromnachfrage in den südlichen Bundesländern in allen Szenarien um mehrere Terawattstunden. Die PtX-Anlagen werden flexibel betrieben, und die Vollbenutzungsstunden der Elektrolyseure liegen bei etwas über 3.000 Stunden.

Welche Auswirkung haben die Elektrolyseure als Klimaschutzinstrument auf die Netzbelastung bzw. den erforderlichen Netzausbau? Dieser Effekt von PtX-Anlagen müsste aus unserer Sicht

ausgewiesen werden, da sie erstens eine Umwandlungstechnologie mit dem Ziel der Dekarbonisierung darstellen und zweitens hinsichtlich des Standorts eine gewisse Flexibilität aufweisen, da das erzeugte Gas auch alternativ zur direkten Nutzung vor Ort mit einem geeigneten Gasnetz transportiert werden kann.

Sowohl das Marktumfeld als auch das regulatorische Umfeld (z.B. Umsetzung der RED II² in Deutschland) sind derzeit bezüglich der Standorte als auch der Betriebsweise noch sehr unsicher. Aus diesem Grund ist eine hohe Transparenz bezüglich des Einflusses von Elektrolyseanlagen auf den Netzausbaubedarf aufgrund der getroffenen Annahmen im Szenariorahmen (ausgewiesene Standorte bzw. Verortung) als auch in der Modellierungsmethodik (Betriebsweise) anzustreben.

Die Verortung der PtX-Anlagen kann zum Teil wie im NEP durchgeführt auf Basis einer Marktpartnerabfrage geschehen. Bestehende und diskutierte Regulierungen sind hier jedoch zu berücksichtigen. So gibt die RED II Hinweise auf die anzustrebende Regionalisierung der PtX-Anlagen. Für die Erzeugung synthetischer Kraftstoffe soll beispielsweise eine „zeitliche und geographische Korrelation“ zu dem Strombezug aus erneuerbaren Energien bestehen und es sollen sich die „Stromerzeugungs- als auch die Kraftstoffproduktionsanlage auf der gleichen Seite des Engpasses befinden“ (RED II 2018, Erwägungsgrund (90)).

Eine reine Marktpartnerabfrage ohne Berücksichtigung bestehender oder zukünftiger Anreize oder Regulierungen kann ein verzerrtes Ergebnis bzgl. der Verortung von Elektrolyseanlagen ergeben.

Unsere Empfehlungen:

- Für die Regionalisierung und für die in der Marktsimulation angenommene Betriebsweise der PtX-Anlagen sollten die Hinweise aus der RED II berücksichtigt werden.
- Die netzentlastenden oder auch netzbelastenden Effekte, die sich aus der Standortwahl und dem Einsatzprofil der PtX-Anlagen ergeben, sollten transparent dargestellt werden. Hierfür könnte beispielsweise auch die Regionalisierung zwischen den Szenarien variiert werden, so dass im netzdienlichen Szenario C 2035 die PtX-Anlagen vorzugsweise an den norddeutschen Windeinspeiseknoten angesiedelt sind.

3. Vorgelagerte Optimierung: Flexibilisierung der Stromnachfrage

Der Einsatz von den Flexibilitäten Haushalts-Wärmepumpen und Elektromobilität wird nach Aussage des NEP „verteilnetzdienlich“ durchgeführt. Methodisch umgesetzt wird dies, indem das dezentrale Flexibilitätspotential eingesetzt wird, um die Nachfragespitzen der Last zu reduzieren und in den Stunden nachzuholen, in denen die Last am geringsten ist. Im Ergebnis führt dieses Vorgehen zu einer Glättung der Lastkurve. Das Optimierungsproblem für den Einsatz von dezentralen Flexibilitäten wird vor der eigentlichen Marktmodellierung gelöst und die Komplexität der Berechnungen in der eigentlichen Marktsimulation ist dadurch verringert.

Es ist also herauszuheben, dass es nicht der Anspruch des NEP ist, die genannten Flexibilitäten übertragungsnetzdienlich einzusetzen: was verteilnetzdienlich ist, muss nicht dienlich für die Netzauslastung des Übertragungsnetzes sein.

Auffallend an der Methodik ist zudem, dass die Erzeugung aus erneuerbaren Energien gar keine Rolle spielt: sie wird bei der Optimierung der Lastkurve nicht berücksichtigt, obwohl die

² Europäische Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II 2018)

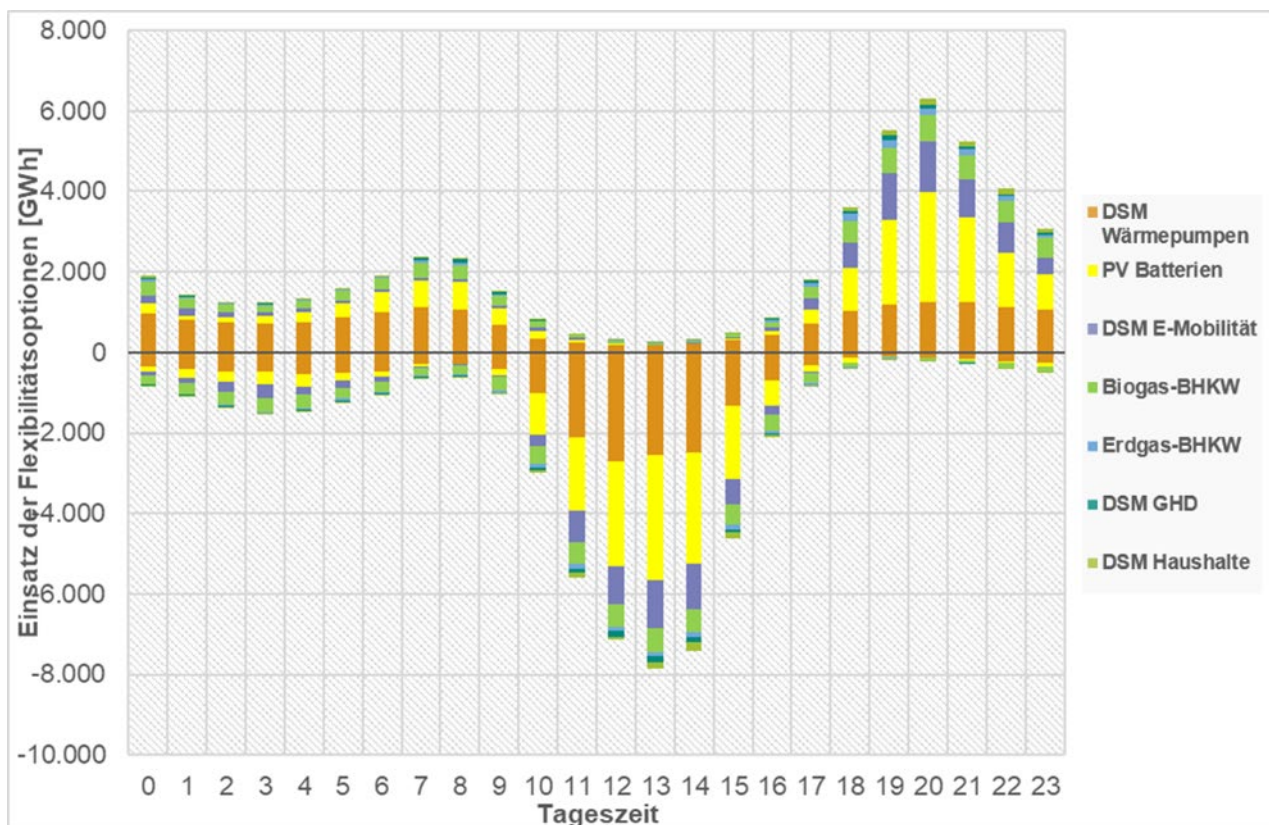
Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu großen Teilen dezentral und auf der Verteilnetzebene angeordnet ist. Das im NEP gewählte Verfahren entspricht somit nicht der Vorstellung, dass Flexibilitäten zur Integration der erneuerbaren Energien eingesetzt werden sollten.

Wir halten es hingegen für zielführend, die dezentralen erneuerbaren Energien bereits bei der Einsatzoptimierung von Flexibilitäten zu berücksichtigen. Der Einsatz der Flexibilitätsoptionen sollte sich an der Residuallast orientieren, die sich aus der Differenz von EE-Stromerzeugung und Stromnachfrage ergibt. Es macht einen großen Unterschied, ob bei der vorgelagerten Modellierung von der Last oder von der Residuallast ausgegangen wird. Nur bei der Berücksichtigung der Residuallast erhalten die Flexibilitäten den gewünschten Anreiz, sich am EE-Angebot zu orientieren. Anstelle eine Lastreduktion zu Zeiten von PV-Einspeisespitzen durchzuführen, wie es mit der im NEP gewählten Methode passiert, erhöht sich vielmehr die Last im Mittagspeak, wenn man die PV-Stromerzeugung mitberücksichtigt.

Das Ergebnis einer solchen Modellierung kann exemplarisch der nachfolgenden Graphik für den kumulierten Einsatz von dezentralen Flexibilitätsoptionen je Tageszeit entnommen werden. Zum Einsatz kam dabei das Strommarktmodell PowerFlex des Öko-Instituts.

Positiv aufgetragen ist die Speicherentladung sowie nachfrageseitige Lastreduktion, negativ aufgetragen ist entsprechend die Speicherbeladung sowie die nachfrageseitige Lasterhöhung. Es wird deutlich, dass insbesondere die PV-Spitze von den dezentralen Flexibilitätsoptionen eingespeichert und in die Abendstunden verschoben wird. Dieses durchschnittliche Tagesmuster ist deutlich anders ausgeprägt als das Tagesmuster, welches sich nach der im NEP angewendeten Methode zur Lastglättung ergibt (50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2021, Abbildung 9 auf S. 34).

Abbildung 3-1: Kumulierter Einsatz von dezentralen Flexibilitätsoptionen je Tageszeit in einem Szenario mit hoher Wind- und PV-Stromerzeugung



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Ein weiterer Vorteil dieser Methodik ist, dass das Verhalten der Flexibilitäten mit den Preissignalen des Marktes einher geht: In Zeiten, in denen aufgrund von einer hohen residualen Stromnachfrage ein hoher Strompreis vorherrscht, wird die Stromnachfrage nach Möglichkeit reduziert und in die Zeiten verlegt, in denen ein hohes Stromangebot und entsprechend ein niedriger Strompreis besteht.

Unsere Empfehlung:

- In der weiteren Überarbeitung des NEP 2035 (2021) sollte die methodische Vorgehensweise zum Einsatz der dezentralen Flexibilitäten verbessert werden, indem anstelle von der Last von einem Residuum der Last ausgegangen wird (Last minus dezentrale Einspeisung erneuerbarer Energien).

4. Marktmodellierung: Stromnachfrage und Jahreshöchstlast

In dem NEP 2035 (Version 2021) wurden die Annahmen zum Stromverbrauch in Deutschland im Vergleich zum NEP 2030 (Version 2019) deutlich nach oben korrigiert: Anstelle von 549 TWh im Szenario B 2035 (Version 2019) (50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2019, S. 42) wird nun von einem jährlichen Stromverbrauch in Höhe von 621 TWh (2021) für das Szenario B 2035 ausgegangen (50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2021, S. 27). Wesentliche Ursache für den höher angenommenen Stromverbrauch ist eine Anpassung der Annahmen für neue Stromanwendungen, wie zum Beispiel industrielle Großverbraucher, Power-to-Gas und Elektromobilität.

Die Anpassung dieser Annahmen hat auch Auswirkungen auf die Jahreshöchstlast, die ein Treiber für den Netzausbaubedarf in Deutschland sein kann. In diesem NEP werden erstmalig verschiedene Höchstlastsituationen für drei unterschiedliche Netznutzungsfälle dargestellt. Darüber hinaus werden verschiedene Komponenten ausgewiesen, die in Summe die ausgewiesenen Höchstlastsituationen bilden (50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2021, Abbildung 34 auf S. 87). Wir begrüßen diese differenzierte Darstellung sehr. Vor allem die Ausweisung des Stromhandels als eigenständige Komponente innerhalb der Höchstlastsituationen stellt einen ersten Baustein dar, um die Rolle des europäischen Stromhandels in Bezug auf den Netzausbaubedarf in Deutschland besser nachvollziehen zu können.

Die für das Szenario B 2035 ausgewiesene Jahreshöchstlast steigt von 96 GW im NEP 2030 (Version 2019) auf 137 GW im NEP 2035 (Version 2021) für den Netznutzungsfall mit der höchsten Stromerzeugung an. Dieser Anstieg um 40 GW ist ziemlich drastisch und verdeutlicht, dass zukünftig die entscheidenden Treiber für den Netzausbau die Stunden mit der höchsten erneuerbaren Stromerzeugung und nicht länger die Stunden mit dem höchsten Stromverbrauch sind. In den laststarken Stunden liegt die Höchstlast „nur“ in einem Bereich von 90 GW bis 110 GW.

Da wir diese Darstellung für sehr hilfreich und aussagekräftig halten, empfehlen wir für den zweiten Entwurf des NEP die Kennzahlen weiter zu differenzieren und zu ergänzen.

Unsere Empfehlungen:

- Ausweisung von Stunde und Datum der dargestellten Netznutzungsfälle
- Aufschlüsselung der Position „erneuerbare Erzeugung“ nach den erneuerbaren Hauptenergieträgern PV, Wind onshore und Wind offshore

- Ergänzung der Position „bereits abgeregelte erneuerbare Erzeugung“ (z.B. in gestrichelter Darstellung)
- Als weiterer Netznutzungsfall sollte die Stunde mit dem höchsten residualen EE-Angebot dargestellt werden.
- Um einen Eindruck darüber zu gewinnen, wie hoch der Transportbedarf der EE-Stromerzeugung ist, wäre es relevant, die Netznutzungsfälle mit hoher EE-Stromerzeugung in regionaler Auflösung darzustellen und zu diskutieren, zum Beispiel in dem bewährten Format der Bundesländerbilanzen (analog zu den Abbildungen 38 bis 41 in 50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2021).

5. Marktmodellierung: CO₂-Emissionen

Die Reduktionsziele für die Treibhausgasemissionen im Stromsektor basieren auf den sektorspezifischen Zielen im Bundes-Klimaschutzgesetz, welches im Dezember 2019 in Kraft trat (Bundestag 18.12.2019). Die Kraftwerke zur Stromerzeugung verteilen sich dabei auf die Sektoren „Energiewirtschaft“ und „Industrie“, für die jeweils unterschiedliche Minderungsziele vorliegen.

Die Kraftwerke der öffentlichen Versorgung sind dem Sektor „Energiewirtschaft“ zugeordnet, der bis 2030 ein Reduktionsziel der Treibhausgasemissionen von 62 % gegenüber 1990 hat. Industriekraftwerke gehören zum Sektor „Industrie“, der bis 2030 ein entsprechendes Reduktionsziel von 51 % hat. Für den Stromsektor ergibt sich in Kombination dieser beiden Reduktionsziele für das Jahr 2030 eine Minderung von 60 % gegenüber 1990. Dies entspricht maximalen CO₂-Emissionen in Höhe von 180 Millionen Tonnen für das Jahr 2030.

Ausgehend vom Referenzjahr 2016 mit 348 Millionen Tonnen CO₂ wird eine lineare Emissionsminderung bis zum Jahr 2030 angenommen und für die Jahre 2035 und 2040 fortgeschrieben. Damit ergeben sich folgende maximale Treibhausgasemissionen für die relevanten Szenariojahre:

- 2035: max. 120 Millionen Tonnen CO₂
- 2040: max. 60 Millionen Tonnen CO₂

5.1. Quantifizierung der CO₂-Emissionsobergrenze

Die im NEP zugrunde gelegten Rahmendaten, hierunter auch die Emissionsobergrenzen, basieren auf den aktuellen Zielen und Gesetzen der deutschen Bundesregierung. Diese Ziele sind subsidiär mit den Zielen der Europäischen Union, welche im Rahmen von der Umsetzung des European Green Deals momentan deutlich verschärft werden. Es ist bereits absehbar, dass die verschärften Zielsetzungen, hierunter schnellere Emissionsminderungen, im Anschluss in nationale Ziele überführt werden.

Eine Quantifizierung dessen, wie der European Green Deal auf die deutschen Sektoren herunter gebrochen werden könnte, liegt mit der Studie „Klimaneutrales Deutschland“ bereits vor (Prognos AG et al. 2020). Für die Energiewirtschaft ergibt sich z.B. ein THG-Emissionsminderungspfad von 74 Millionen Tonnen in 2035 und 45 Millionen Tonnen in 2040. Aber auch die Erwartungen an die zukünftigen Stromnachfrage müssen aufgrund der Emissionsminderungsziele der anderen Sektoren entsprechend angepasst werden.

Bis diese Ziele im nächsten NEP Berücksichtigung finden, würden ohne Anpassungen zwei Jahre vergehen. Dieserart hinkt der NEP den aktuellen politischen Entwicklungen systematisch hinterher, obwohl er das Potential hat, die „Bandbreite der möglichen Entwicklungen“ innerhalb der drei Szenarien abzubilden. Die Planung des Stromnetzes sollte aber aufgrund der hohen gesellschaftlichen Verantwortung vorausschauend durchgeführt werden.

Dass es möglich ist, aufgrund aktueller politischer Entwicklungen ein Szenario innerhalb des NEP-Prozesses zu ergänzen, zeigt die Bestätigung des NEP 2030 (Version 2019): Die Szenarien wurden durch die Forderung der BNetzA mit dem 2. Entwurf um die Sensitivität „B 2035 – Kohleausstieg“ ergänzt. Unserer Einschätzung nach kann aus Effizienzgründen auch auf das nun deutlich unwahrscheinlicher gewordene Szenario A 2035 verzichtet werden, welches eine installierte Leistung an Braunkohlekraftwerken in Höhe von 7,8 GW aufweist.

Unsere Empfehlungen:

- Analog zum NEP 2030 (Version 2019) sollte auch dem NEP 2035 (Version 2021) ein Szenario beigefügt werden, welches auf die Entwicklungen des European Green Deals reagiert und einen ambitionierteren CO₂-Minderungspfad beschreitet. Es bietet sich ggf. an, dass nun deutlich unwahrscheinlicher gewordene Szenario A 2035 damit zu ersetzen. Die Studie „Klimaneutrales Deutschland“ kann dem NEP als Orientierungshilfe bei der Berücksichtigung des European Green Deals dienen (Prognos AG et al. 2020).
- Die Bandbreite der Szenarien sollte zur vorausschauenden Netzplanung um mindestens ein Szenario ergänzt werden, das über die aktuellen nationalen Ziele hinausgeht und die langfristige Berechnung von einem „Zielnetz“ mit 100 % EE-Anteil und fortgeschrittenen Elektrifizierung angeht.

5.2. Modellierung der Einhaltung der CO₂-Emissionsobergrenze

Um die CO₂-Emissionsobergrenze einzuhalten, müssen in der Modellierung dann Maßnahmen ergriffen werden, wenn das „freie“ Marktergebnis höhere CO₂-Emissionen verursachen würde. Dies ist dann der Fall, wenn emissionsintensive Kraftwerke aufgrund von niedrigen Grenzkosten zu viel Strom und damit auch CO₂ erzeugen.

Bisher wurde im NEP die Maßnahme des „nationalen CO₂-Preisaufschlags“ als Modellierungsinstrument gewählt: Werden in einem Szenario zu viele CO₂-Emissionen verursacht, so wird das Marktergebnis erneut mit einem nationalen Aufschlag auf den CO₂-Preis berechnet. Der Aufschlag wird so lange angehoben, bis die emissionsintensiven deutschen Kraftwerke ausreichend aus dem Markt verdrängt sind. Der notwendige Preisaufschlag hielt sich in den vorangegangenen Versionen der NEP-Szenarien in Grenzen.

Im NEP 2035 (Version 2021) kann die CO₂-Restriktion in den Szenarien mit dem Zeithorizont bis 2035 ohne weitere Maßnahmen eingehalten werden. Für das Szenariojahr 2040 wird das CO₂-Minderungsziel mit Emissionen in Höhe von 84 Millionen Tonnen CO₂ anstelle von maximal 60 Millionen Tonnen CO₂ aber deutlich verfehlt.

Die ÜNB und die BNetzA sind sich einig, dass in diesem Szenario das bisherige Instrument des „nationalen CO₂-Preisaufschlags“ nicht mehr ausreichend wirken würde: Da nur noch Erdgaskraftwerke im inländischen Markt sind, ist kein Brennstoffwechsel mehr möglich, und es müsste auf ausländische Stromerzeugung zurückgegriffen werden, die keine CO₂-Emissionen in Deutschland verursacht.

Anstelle dessen wählen die ÜNB nun das Modellierungsinstrument der „Ausweisung“: Es wird nicht neu gerechnet, sondern es wird ausschließlich ausgewiesen, dass 40 % der Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken aus einem „CO₂-neutralen Brennstoff“ resultieren muss. Die Frage, wie der CO₂-neutrale Brennstoff gewonnen wird, wird im NEP nicht erläutert. Es bleibt offen, ob dies durch grünen Wasserstoff, eine erhöhte Nutzung von Biomasse oder durch CCS erreicht werden soll. So lange diese Frage nicht geklärt ist, können aber auch die Grenzkosten der Stromerzeugungstechnologien nicht in der Marktmodellierung berücksichtigt werden. Dies verzerrt den europäischen Kraftwerkseinsatz.

Der Verzicht auf die Festlegung der Art und der Herkunft des CO₂-neutralen Brennstoffs ist mit dem Fehlen eines Umsetzungskonzeptes gleichzusetzen, so dass die Einhaltung der CO₂-Emissionsobergrenze für das Szenariojahr 2040 angezweifelt werden darf.

Es ist aus verschiedenen Gründen wichtig, die Art und der Herkunft des CO₂-neutralen Brennstoffs näher zu bestimmen:

- Für einen Großteil der im Kraftwerkspark vorgesehenen dezentralen Erdgas-Kleinanlagen scheidet CCS als Minderungstechnik aus.
- In diesem Fall könnte Biogas dem Erdgasnetz beigemischt werden, wobei das Potenzial für eine zusätzliche und auch klimaverträgliche Biogaserzeugung begrenzt ist und Biogas somit keinen Beitrag für den oben genannten Anwendungsfall leisten kann.
- Wasserstoff kann nur in geringen Mengen zum Erdgaseinsatz in bestehenden Gaskraftwerken beigemischt werden. Größere Beimischungsmengen oder sogar die Nutzung von 100% Wasserstoff als Brennstoff erfordert Neuinvestitionen in den Kraftwerkspark, die zu berücksichtigen wären.
- Zudem ist die Art des Wasserstofftransports auszuweisen und zeitlich zu plausibilisieren. An diesem Punkt zeigt sich auch die Notwendigkeit einer integrierten Betrachtung von Gas- und Stromnetz.
- Soll Wasserstoff inländisch mittels Elektrolyse und erneuerbarem Strom erzeugt werden, sind Umwandlungsverluste von ca. 30 % zu berücksichtigen und der zusätzliche Strombedarf sowie die weiteren Kosten der Wasserstoffherstellung sollten in der Marktmodellierung abgebildet werden.
- Werden Wasserstoffimporte angenommen, muss zusätzlich berücksichtigt werden, welche Mengen in welcher Ausprägung (blauer oder grüner Wasserstoff) plausibel zu welchem Zeitpunkt angelandet werden können.
- Bei Methan auf Basis von elektrolytischem Wasserstoff wären zusätzliche Umwandlungsverluste und diffuse hochklimawirksame Methanemissionen insbesondere beim Transport und bei der Verbrennung zu berücksichtigen.
- Zudem ist auszuweisen und zu plausibilisieren, welche Kraftwerke in welcher Größenklasse und zu welchem Anteil (im Falle der Beimischung zum Erdgas) mit Biogas oder Wasserstoff versorgt werden sollen. Diese Annahmen haben einen großen Einfluss auf die zukünftige Entwicklung der Gasfernleitungs- sowie der Gasverteilnetze. Hierbei ist zudem zu modellieren oder zumindest eine Bilanz zu erstellen, ob die oben genannten 40% der Stromerzeugung mittels „CO₂-neutralen Brennstoffen“ mengenmäßig abbildbar sind.

Unsere Empfehlungen:

- Das Modellierungsinstrument der Ausweisung der Mehremissionen zur Quantifizierung des Bedarfs an CO₂-neutralem Brennstoff reicht aus unserer Sicht nicht aus, um die Einhaltung der CO₂-Emissionsobergrenze des Szenarios zu gewährleisten.

- Die Frage nach der Art und Herkunft des CO₂-neutralen Brennstoffs ist innerhalb des NEP zu klären und in die Marktmodellierung einzubeziehen.

6. Abbildung des Auslands

6.1. Parametrierung des Auslands

6.1.1. Parametrierung des Strommarktes

Wir begrüßen es, dass der NEP 2035 (2021) für die Parametrierung des europäischen Rahmens vom TYNDP-Szenario „National Trends“ zu „Distributed Energy“ umgestiegen ist. Damit wird der NEP dem europäischen Green Deal in Bezug auf die Darstellung des Auslands besser gerecht. Nach unserer Einschätzung wird bei der Reduktion der CO₂-Emissionen im TYNDP 2020 jedoch zu stark auf negative Emissionen gesetzt, was ein Risiko bezüglich Erreichungswahrscheinlichkeit und Kosten darstellt.

Dem Szenario „Distributed Energy“ liegt im Vergleich zum Szenario „National Trends“ ein höheres Ambitionsniveau bei der Emissionsminderung zugrunde. So werden im Szenario „Distributed Energy“ im Stromsektor aller EU28 Staaten in 2040 nur noch 85 Millionen Tonnen CO₂ emittiert anstelle von rund 200 Millionen Tonnen CO₂ im Szenario „National Trends“.

Im Szenario „Distributed Energy“ wird aufgrund von neuen Stromanwendungen zudem eine wesentlich höhere Stromnachfrage als im Szenario „National Trends“ erwartet. Während die Unterschiede für das Jahr 2030 noch nicht so groß sind, liegt im Jahr 2040 die EE-Erzeugung im Szenario „Distributed Energy“ um ca. 17 % höher als im Szenario „National Trends“.

Das klimapolitische Ambitionsniveau liegt für Deutschland im TYNDP-Szenario „Distributed Energy“ über dem des nationalen NEP-Szenarios. So werden für Deutschland im TYNDP Szenario „Distributed Energy“ nur noch 28 Millionen Tonnen CO₂ ausgewiesen, wobei davon 11 Millionen Tonnen mittels CCS abgeschieden werden (European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) und European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG) 2019). Auch aufgrund dessen beanstanden die ÜNB, das Auslandsszenario weise Inkonsistenzen in Bezug zum NEP auf (BNetzA 2020).

6.1.2. Berücksichtigung der Interkonnektoren

Das Szenario „Distributed Energy“ weist im Vergleich zum Szenario „National Trends“ mehr Übertragungskapazität zwischen den europäischen Staaten aus. In den NEP eingegangen ist nun aber eine im Vergleich zum Szenario „National Trends“ geringer dimensionierte Interkonnektivität, da sechs Interkonnektoren zwischen Deutschland und den Nachbarstaaten nicht Bestandteil des Ausgangsnetzes sind und sich erst durch eine Cost-Benefit-Analysis (CBA), die CBA 2.0 des TYNDP, bewähren müssen.

Ziel ist es, dass der Nutzen von den Interkonnektoren deutlich herausgestellt werden kann, insbesondere der volkswirtschaftliche und der klimaschützende Nutzen (CO₂-Minderung, EE-Integration), aber auch den Kosten gegenübergestellt werden kann, die sich insbesondere in dem durch den Interkonnektor verursachten zusätzlichen (innerdeutschen) Netzausbaubedarf oder im Redispatch-

Bedarf zeigen (BNetzA 2020). Durch dieses Verfahren sollen die europäischen Planungen durch die detaillierteren nationalen Planungen validiert werden.³

Vom Verfahren her bedeutet das aber, das zunächst ein Marktergebnis und ein Zielnetz ohne die besagten Interkonnektoren ermittelt werden muss, das als Referenz dient. Um die Auswirkungen des Interkonnektors auf die Systemkosten, die CO₂-Emissionen und die EE-Abregelung für Deutschland und für Europa abzuschätzen, muss im Anschluss für jeden der sechs Interkonnektoren eine Sensitivitätsrechnung des Marktergebnisses durchgeführt und eine Netzsimulation gestartet werden, die zumindest den zusätzlich verursachten Redispatch-Bedarf ausweist, so dass die Ergebnisse miteinander verglichen werden können.

Dieses relativ aufwendige Verfahren ist zwar überzeugend. Unzufriedenstellend bleibt es jedoch, wenn die Entscheidung über die „sinnvollen“ Interkonnektoren keinen Eingang in die Berechnungen des 2. Entwurf des NEP finden, wie es die ÜNB in Aussicht stellen. Soll die CBA doch der Validierung der europäischen Planungen dienen, so wäre es doch kontraproduktiv, wenn die Planungen des innerdeutschen Stromnetzes dann hinter die europäischen Planungen zurückfielen. Zudem sind die besagten Interkonnektoren ja auch ein wesentlicher Bestandteil der Szenarienkonzeption des TYNDP-Szenarios „Distributed Energy“, so dass an irgendeiner Stelle in diesem Prozess zumindest einmal mit allen vorgeschlagenen Interkonnektoren gerechnet werden sollte.

Unsere Empfehlungen:

- Über die Ergebnisse der CBA sollte vor finaler Berechnung des 2. Entwurf des NEP entschieden werden, so dass die „sinnvollen“ Interkonnektoren des TYNDP-Szenarios „Distributed Energy“ auch Eingang in die Ermittlung des innerdeutschen Netzausbaubedarfs (und des Marktergebnisses) finden. Dies fördert die Konsistenz des gewählten TYNDP-Szenarios.
- Zur Plausibilitätsprüfung der Szenariorechnungen sollte eine vollständige Liste der bereits bestehenden und der neu hinzukommenden Interkonnektoren inklusive deren Übertragungskapazität Bestandteil des 2. Entwurfs des NEP sein.

6.2. Modellierung der ausländischen Flexibilitätsoptionen

Der zunehmende EE-Ausbau in Deutschland und im europäischen Ausland hat Auswirkungen auf den europäischen Handel: die zeitgleiche Stromerzeugung nimmt zu, so dass es weniger Zeitpunkte gibt, in denen Deutschland EE-Überschüsse zur Deckung von ausländischer Stromnachfrage ins Ausland transportieren kann.

Je stärker das Stromsystem auch im Ausland auf EE-Erzeugung basiert und je häufiger die EE zeitgleich einspeisen, umso relevanter wird die Art und der Umfang, wie auch die europäischen Flexibilitätsoptionen im Modell berücksichtigt werden, so dass ihr Einsatz die zeitgleiche Stromerzeugung abfängt. Neben klassischen Flexibilitäten wie Kraftwerken und Speicherwasserkraftwerken, sollte auch die Nachfrageseite flexibel abgebildet werden, sowohl klassische Nachfrage wie Industrie und Gewerbeanwendungen als auch insbesondere neue Verbraucher wie Elektromobilität, Wärmeanwendungen oder Elektrolyseure. Außer einem generellen Hinweis, dass Flexibilitäten im Ausland bei der EE-Integration hilfreich sind, konnten wir im NEP 2035 (2021) keine Informationen dazu finden, wie die ausländischen Flexibilitätsoptionen modelliert werden.

³ Da auch hier eine Übereinstimmung der Eingangsdaten von NEP-Szenario und TYNDP-Szenario wünschenswert ist, ist dies ein weiteres Argument dafür, dass das NEP-Szenario an die Ambition des TYNDP-Szenarios für Deutschland angeglichen werden sollte.

Unsere Empfehlung:

- Eine verstärkte Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen könnte einen Beitrag zur Minderung der beobachtbaren hohen EE-Überschüsse (siehe Kapitel 7) leisten.

7. EE-Überschüsse

In den Szenarien des NEP 2035 (Version 2021) wurden die Annahmen zur Erzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zum vorangehenden NEP 2030 (Version 2019) für das Szenariojahr 2035 erhöht, um den geforderten EE-Anteil am Bruttostromverbrauch auch mit der gestiegenen Stromnachfrage zu treffen. Im Szenario B 2035 hat sich die installierte Leistung von Wind offshore von 23 GW (Version 2019) auf 30 GW (Version 2021) und für PV von 97 GW (Version 2019) auf 118 GW (Version 2021) erhöht, bei Wind onshore ist sie von 91 GW (Version 2019) auf 87 GW (Version 2021) gefallen.

Der EE-Anteil sollte nach Genehmigung des Szenariorahmens durch die BNetzA für das Szenario B 2035 bei 72,9 % und für das Szenario B 2040 bei 77,3 % liegen. Für das Szenariojahr 2035 wird dies trotz Spitzenkappung und marktseitiger EE-Abregelung erreicht, im Szenario B 2040 wird aufgrund hoher EE-Abregelungsmengen nur ein EE-Anteil am Bruttostromverbrauch in Höhe von 75,5 % erreicht (50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2021, S. 100).

Im Szenario B 2035 beträgt die Stromerzeugung der fluktuierenden erneuerbaren Energien rund 425 TWh, abgeregelt werden davon 14 TWh. Im Szenario B 2040 beträgt die fluktuierende EE-Stromerzeugung 469 TWh, und es werden 23 TWh abgeregelt. Rund 20 % der zusätzlichen EE-Einspeisung können an dieser Stelle also nach der Analyse des NEP nicht mehr in den Strommarkt integriert werden. Dies stellt die Effizienz des EE-Zubaus zwischen 2035 und 2040 infrage.

Wir stellen aus verschiedenen Gründen die Plausibilität der Notwendigkeit der hohen EE-Abregelungsmengen infrage. Würde der Einsatz der dezentralen Flexibilitäten unter Berücksichtigung des dezentralen EE-Angebotes optimiert, könnten die EE-Überschüsse unserer Analysen nach deutlich reduziert werden, vgl. Abschnitt 3.

Als weiterer Treiber für die hohe innerdeutsche EE-Abregelung wird die Wahl der Inputdaten für das Ausland (TYNDP-Szenario „Distributed Energy“) genannt. Da der EE-Anteil im Ausland im Vergleich zum vorangehenden NEP (TYNDP-Szenario „National Trends“) ebenfalls deutlich angehoben wurde, findet stärker eine zeitgleiche europäische EE-Einspeisung statt. Zwei Faktoren könnten dazu führen, dass die EE-Abregelung aufgrund der Modellierung des Auslands im NEP dennoch zu hoch eingeschätzt wird:

- Wie in Kapitel 6.1.2 hervorgehoben, ist die Übertragungskapazität in das benachbarte Ausland im Vergleich zur TYNDP-Vorgabe zu gering dimensioniert. Dies müsste korrigiert werden, bevor eine Aussage über die resultierenden EE-Abregelungsmengen getroffen werden kann. Es ist davon auszugehen, dass die EE-Integration mit erhöhter Kuppelkapazität ins benachbarte Ausland steigt.
- Für das Ausland wird die Nutzung von Flexibilitätsoptionen wahrscheinlich nicht detailliert modelliert, vgl. Kapitel 6.2. Auch dies hat den Effekt, dass die europäische EE-Integration durch eine effizientere Nutzung von Flexibilitäten ansteigen würde – auch in Deutschland.

Zuletzt sei noch auf die Ausweisung des Bedarfs an einem CO₂-neutralen Brennstoff zur Einhaltung der CO₂-Emissionsobergrenze hingewiesen, vgl. Kapitel 5.2. Sie wirft die Frage auf, ob dieser unter Einbeziehung der genannten EE-Überschüsse zumindest teilweise erzeugt werden soll – auch dies würde die EE-Überschüsse reduzieren.

Als weiterer Impuls sei auf unseren Vorschlag in der Kommentierung des zugehörigen Szenariorahmens verwiesen, die Annahmen zu PV-Batteriespeichern nach oben zu korrigieren und zumindest in einigen Szenarien stärker einzubeziehen (Koch et al. 2020a).

Unsere Empfehlungen:

- Der 2. Entwurf des NEP sollte die dezentralen Flexibilitätsoptionen unter Berücksichtigung der Residuallast optimieren und die noch nicht genehmigten Interkonnektoren zum Ausland gemäß Szenariokonzeption des TYNDP-Szenarios „Distributed Energies“ in die Modellierung einbeziehen, um eine plausible Größenordnung der zu erwartenden EE-Überschüsse ausweisen zu können.
- Ergänzend sollte beschrieben werden, wenn aufgrund von einer vereinfachten Modellierung davon auszugehen ist, dass die EE-Überschüsse falsch eingeschätzt werden. Ebenso ist von Interesse, ob angenommen wird, dass die überschüssige EE-Erzeugung lokal verwertet wird.

8. Resultierender Netzausbaubedarf

Mit dem NEP 2035 (2021) bestätigt sich der bisher festgestellte Netzausbaubedarf der vorangegangenen NEP. Es kommen insbesondere zwei weitere DC-Korridore in die Diskussion um den erforderlichen Netzausbaubedarf zur Systemtransformation hinzu:

- In allen Szenarien wird der 210 km lange DC-Korridor DC31 vorgeschlagen, der Heide / West mit Klein Rogahn verbindet.
- In den Szenarien C2035 und B2040 wird zusätzlich der DC-Korridor DC34 genannt, der das niedersächsische Rastede mit dem südhessischen Bürstadt verbinden soll.

Wir nehmen dies zum Anlass, um unsere Einschätzung zu wiederholen, dass es ein robusteres Verfahren wäre, ein Stromnetz vom Ziel her – also mithilfe eines Langfristszenarios 2050 mit 100% EE – rückwärts zu planen, vgl. (Flachsbarth et al. 2018). Dies hätte zudem den positiven Effekt, dass der gesellschaftlich relevanten Frage nach dem gesamten Umfang des für den Umbau erforderlich betrachteten Netzausbaubedarfs nachgegangen werden kann.

Bezüglich des Korridors DC31 stellt sich die Frage, weshalb für eine vergleichsweise kurze Distanz ein DC-Korridor vorgeschlagen wird und ob die Behebung des Engpasses alternativ mit AC-Ausbau getestet wurde. Zur Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit des Netzes könnte die Ausfertigung des Korridors als DC-Leitung den Effekt haben, dass zusätzlicher AC-Ausbau evoziert wird.

Darüber hinaus wird weiterer Netzausbaubedarf auch dadurch eingespart, dass drei Offshore-Anbindungen bereits nach Nordrhein-Westfalen reichen. Da auf diesen Korridoren dann ausschließlich Strom aus Wind-offshore-Anlagen transportiert werden kann, ist fraglich, ob die Anbindungsleitungen aus Gesamtsystemsicht vorteilhaft sind. Dies bitten wir im 2. Entwurf des NEP zu erläutern.

Eine genauere Untersuchung des resultierenden Netzausbaubedarfs konnten wir in der Kürze der Kommentierungsfrist nicht leisten.

9. Literaturverzeichnis

50 Hertz Transmission (50 Hertz); Amprion; TenneT TSO (TenneT); TransnetBW (2019): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

50 Hertz Transmission (50 Hertz); Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (Hg.) (2021): Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, zuletzt geprüft am 05.03.2021.

BNetzA (2020): Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035. Hg. v. Bundesnetzagentur (BNetzA).

Bundestag (18.12.2019): Gesetz zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften. KSG, vom 12.12.2019. Fundstelle: Bundesgesetzblatt 2019 (48), S. 2513–2521. Online verfügbar unter [https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&start=//*\[@attr_id=%27bgbl119s2513.pdf%27\]#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl119s2513.pdf%27%5D__1597743255864](https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&start=//*[@attr_id=%27bgbl119s2513.pdf%27]#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl119s2513.pdf%27%5D__1597743255864), zuletzt geprüft am 18.08.2020.

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E); European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG) (Hg.) (2019): TYNDP 2020 Scenario Data. Brussels. Online verfügbar unter <https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/download-data/>, zuletzt geprüft am 20.11.2019.

Flachsbarth, Franziska; Koch, Matthias (2019): Kommentierung des 1. Entwurfs des NEP Strom 2030, Version 2019. Öko-Institut. Freiburg. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Kommentierung-Szenariorahmen-NEP-2030.pdf>, zuletzt geprüft am 01.04.2019.

Flachsbarth, Franziska; Koch, Matthias; Bauknecht, Dierk (2018): Kommentierung des Szenariorahmens NEP 2019-2030. Öko-Institut. Freiburg. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Kommentierung-Szenariorahmen-NEP-2030.pdf>, zuletzt geprüft am 26.02.2019.

Koch, Matthias; Ritter, David; Heinemann, Christoph (2020a): Kommentierung des ersten Entwurfs der Übertragungsnetzbetreiber zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021. Hg. v. Öko-Institut. Freiburg i. Br, zuletzt geprüft am 21.12.2020.

Koch, Matthias; Timpe, Christof; Palacios, Sebastian (2020b): Betrachtungen zum Klimaschutz und zur Versorgungssicherheit der Bayerischen Stromversorgung im Jahr 2035. Gutachten im Auftrag der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen im bayerischen Landtag. Hg. v. Öko-Institut. Freiburg, zuletzt geprüft am 26.01.2021.

Prognos AG; Öko-Institut; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (Hg.) (2020): Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität, zuletzt geprüft am 18.11.2020.

RED II 2018 (11.12.2018): Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L 328), S. 82–209. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001>.