



Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021) Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber Konsultation durch die Übertragungsnetzbetreiber

Berlin, 05.03.2021

Einleitung

Um die Pariser Klimaziele zu erreichen, muss das Energiesystem Europas möglichst schnell so umgebaut werden, dass es klimaneutral wird. Das bedeutet für Deutschland, dass das Stromsystem mittelfristig zu 100% auf erneuerbaren Energien basieren muss. Die wetterabhängigen Energiequellen Wind und Sonne werden dabei die zentrale Rolle spielen. Um das Energiesystem mit einem sehr hohen Anteil von Sonne und Wind sicher und stabil betreiben zu können, ist unter anderem der Aus- und Umbau des Stromnetzes in ganz Europa notwendig.

Germanwatch begrüßt, dass das erste Mal ein Netzentwicklungsplan (NEP) vorliegt, an dem man klar erkennen kann, dass Kohle keine Auswirkungen auf die künftige Ausgestaltung der Übertragungsnetze hat: Alle Leitungen die im Szenario A (dem einzigen Szenario in dem 2035 noch Kohle im System ist) notwendig sind, sind dies ebenso in den anderen Szenarien.

Zu folgenden Themen möchten wir in dieser Konsultation Stellung beziehen:

1. Angemessene Berücksichtigung des European Green Deals
2. Undurchsichtige und zu hohe Emissionsreduktion von Erdgas
3. Umgang mit Lasten und dem Einsatz von Flexibilitäten
4. Methodische Einbettung in Europa
5. Forderung nach einem Systementwicklungsplan

1. Angemessene Berücksichtigung des European Green Deals

Die Umsetzung des European Green Deals wird einige zentrale Annahmen des Szenariorahmens sowie in der Modellierung verwendete Annahmen verändern. Im Sinne des §12a EnWG ändern sich damit die Bandbreite dessen, was als *wahrscheinlich* angesehen wird. Es ist durch die ÜNB zu prüfen, welche Annahmen bereits in diesem laufenden NEP-Prozess sinnvoll angepasst werden können und welche Anpassungen erst mit dem nächsten Szenariorahmen umsetzbar sind.

a) Berücksichtigung der Erhöhung des ETS

Das Szenario A 2035 ist vor dem Hintergrund einer notwendigen nationalen Zielerhöhung der CO₂-Emissionsreduktionen durch den Green Deal nicht im Sinne des §12a EnWG wahrscheinlich. Durch den European Green Deal und weiterer EU-Regulierung wird es in absehbarer Zeit realistisch zu einer Verschärfung des EU-Emissionshandels kommen. Bei den entsprechenden Preiswirkungen wird es dann auch aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten frühere Abschaltungen von Braunkohlekraftwerken geben. Daher ist das Szenario A 2035, in dem noch eine installierte Leistung von 7,8 GW aus Braunkohle enthalten ist, ökonomisch als inkonsistent zu bewerten.

b) Berücksichtigung eines erhöhten Stromverbrauchs durch Sektorintegration

Die Klimaziele der Bundesregierung können nur durch die Integration der verschiedenen Sektoren des Energiesystems, d.h. die Nutzbarmachung von EE-Strom auch in den Bereichen Wärme, Verkehr und Industrie, erreicht werden. Hier begrüßen wir eine hohe Elektrifizierungsrate, insofern dies effizient möglich ist. Für bestimmte Anwendungen, vor allem im Industriesektor, kann in Deutschland produzierter, grüner Wasserstoff zur Anwendung kommen, was eine höhere Stromnachfrage nach sich zieht. Ein Bruttostromverbrauch von 700 TWh wie in Szenario C 2035 beschrieben, ist dabei aus unserer Sicht auf dem Weg in die richtige Richtung. Die Annahmen zum Stromverbrauch in Szenario A und B 2035 sind für eine elektrifizierte klimaneutrale Energiezukunft Deutschlands deutlich zu gering und damit im Sinne des §12a EnWG unrealistisch. Dies gilt ebenso für das Szenario B 2040 mit 704 TWh. Beispielsweise liegt laut der Studie "Klimaneutrales Deutschland" (Agora Energiewende, 2020) der Bruttostromverbrauch 2040 bei 824 TWh, um Klimaneutralität bis 2050 zu erreichen.

c) Die Zeit ist reif für die Berechnung eines Zielnetzes:

Wir begrüßen es, dass eine eher realistische Sektorkopplung im Szenario C 2035 angenommen wird. Wenn man die Szenarien B 2035, B 2040 und C 2035 vergleicht, fällt auf, dass in den beiden letztgenannten Szenarien, die einen höheren Strombedarf u.a. der Industrie annehmen, eine weitere DC-Verbindung hinzukommt (DC34).

Es wäre darum begrüßenswert, wenn ein weiteres Szenario mit in den NEP aufgenommen würde, das den Green Deal und die damit verbundene notwendige Erhöhung deutscher Klimaziele und damit auch der sektoralen Klimaziele berücksichtigt. Nur so kann ein realistischer Netzausbau ermittelt werden. Dass dies prozedural möglich ist, zeigt die Bestätigung des letzten NEP

(NEP 2030 (2019)), in dem bei der Prüfung im Nachhinein ein weiteres Szenario ergänzt wurde, das den Kohleausstieg berücksichtigt (C 2038*) und dafür ein anderes, das diesem nicht gerecht wird (B 2035), nicht berücksichtigt wurde.

Außerdem ist die Zeit reif für ein ein Langfristszenario mit 100 % erneuerbaren Energien und einem für Sektorenkopplung und Elektrifizierung angemessen Stromverbrauch, um abschätzen zu können, wie ein Zielnetz aussehen kann. So ein Zielnetz wird schon lange gefordert. Es ist sicherlich eine Herausforderung angesichts der vielen Unsicherheiten bei der Entwicklung wichtiger Parameter solch ein Zielnetz robust aufzuzeigen. Es gibt aber methodische Möglichkeiten, diesen Unsicherheiten zu begegnen, z.B. mittels Sensitivitätsbetrachtungen. Die Rahmenbedingungen der NEP-Szenarien kommen einem Zielsystem schon so nahe, dass es konsequent wäre nun in die Betrachtung von echten Zielszenarien einzusteigen, gerne in verschiedenen Varianten und Sensitivitäten. Das würde die Glaubwürdigkeit der Notwendigkeit des Stromnetzausbaus stark untermauern.

Falls Ihnen diese Vorgehensweise über die gesetzlichen Anforderungen des NEPs derzeit zu weit hinausgeht, wäre eine Kooperation mit der durch öffentliche Mittel geförderten Wissenschaft eine gute Alternative. Dafür müssten Sie alle wichtigen Inputdaten des NEP als maschinenlesbare, versionierte Dateien mit offener Lizenz zur Verfügung stellen. Dann könnten unabhängige Modellierer:innen aus der Wissenschaft diese Aufgabe übernehmen. Da einige der Daten sensibel sind gibt es bereits eine Anzahl von pragmatischen Vorschlägen, wie den hohen Anforderungen gerecht werden kann. Sollten Sie hierzu Fragen haben, wenden Sie sich gerne an den Kontakt der Open Data Modelling Initiative: <https://www.openmod-initiative.org/>

2. Undurchsichtige und zu hohe Emissionsreduktion von Erdgas

Zur Erreichung des angenommenen CO₂-Minderungs-Ziels für 2040 sei "eine Reduktion des Emissionsfaktors von Erdgaskraftwerken um ca. 40 % notwendig" (NEP Entwurf (2021), S. 81). Dies könne durch "beispielsweise Beimischung klimaneutraler Gase" (ebd. S. 174) geschehen. Dazu möchten wir die folgenden Anmerkungen einbringen.

- Das Ziel des NEPs ist es, Ausbaubedarfe für das Stromnetz so zu bestimmen, dass die politisch vereinbarten CO₂-Minderungsziele für das Zieljahr erreicht werden. Für das Szenario B 2040 werden diese Ziele nicht erreicht. Es ist eine der Ernsthaftigkeit der Klimakrise nicht angemessene Vorgehensweise, dass die übrig bleibenden Emissionen nicht vom Modell erfasst und gelöst werden, sondern "einfach" den Erdgaskraftwerken als Minderungsziel "aufgedrückt" werden. Wir bitten die Netzbetreiber, hier die methodische Vorgehensweise zu ändern, sodass die erforderlichen CO₂-Minderungsziele vollständig eingehalten werden.
- Im Entwurf des Szenariorahmens der ÜNB wurde der Punkt genannt, dass statt einer Reduktion des Emissionsfaktors von Erdgas "auch der Anteil der erneuerbaren Energien weiter erhöht werden" (Szenariorahmen (2020), S. 26) könnte. Hierauf geht die Bundesnetzagentur in ihrer Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035 (BNetzA (2020)) nicht ein. Es stellt sich uns nun die Frage, ob der für klimaneutrales Gas (welches im NEP leider auch nicht näher

spezifiziert wird) aus Deutschland nötige Ausbau erneuerbarer Energien und damit verbundener Netzausbau ebenfalls betrachtet wurde oder ob hier die Annahme von Importen CO₂-neutraler Gase getroffen wurde? Im aktuellen NEP Entwurf ist als Ergebnis der Marktsimulation zu lesen, dass 2040 67,2 TWh der Stromerzeugung aus Erdgas erzeugt werden (NEP Entwurf (2021), S. 86). Eine Emissionsreduktion um 40 % ist eine signifikante Energiemenge, die entweder importiert oder mit zusätzlichem Ausbau erneuerbarer Energien bereitgestellt werden muss. CCS ist hier keine angemessene Lösung, da die Technologie - wenn sie marktlich verfügbar würde- in anderen Sektoren wesentlich dringlicher zur Treibhausgasreduktion gebraucht würde. Aus Gründen der Transparenz und klaren Benennung der aktuellen Herausforderungen bitten wir die Netzbetreiber die oben angesprochenen Punkte im NEP prägnant und prominent zu formulieren, so eine Überarbeitung der Methodik nicht umsetzbar wäre.

3. Umgang mit Lasten und dem Einsatz von Flexibilitäten

Im NEP werden Haushalts-Wärmepumpen und Elektromobilität als Flexibilitätspotential zu Reduktion von Nachfragespitzen eingesetzt. Lastspitzen werden somit reduziert und der Bedarf zu Zeiten mit geringer Last nachgeholt. Hierbei werden jedoch unserem Verständnis nach die Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien und insbesondere PV-Einspeisespitzen nicht berücksichtigt. Die in der Modellierung verwendeten PV-Speicher erzielen nicht den gewünschten Effekt, sodass insbesondere die PV-Einspeisespitzen immer noch hoch sind. Damit Flexibilitäten in der Modellierung netzdienlich (und insbesondere übertragungsnetzdienlich) eingesetzt werden können, müsste die Methodik angepasst werden. Statt die Last zu modellieren, sollte die Residuallast, d.h. die Last abzüglich des Angebots aus Erneuerbaren Energien, genutzt werden. So würden abgeregelte Strommengen aus Erneuerbaren Energien gesenkt. Denn für Lasten würde ein Anreiz geschaffen, in Zeiten von PV-Einspeisespitzen den Stromverbrauch zu erhöhen, statt wie in der bisherigen Methodik diesen ggf. zu senken. Starklastzeiten können durchaus mit den PV-Spitzen, z.B. in der Mittagszeit, zusammenfallen. Dieses Potential wird mit der bisherigen Methodik nicht voll ausgenutzt. Das modellierte Verhalten der Flexibilitäten kommt unter Berücksichtigung der Residuallast auch tatsächlichen Marktsignalen näher.

In der Überarbeitung des NEP wäre es wünschenswert, wenn die Methodik entsprechend angepasst würde. Sollte dies nicht möglich sein, so sollte herausgestellt werden, wie der modellierte Einsatz von Flexibilitäten in der Realität erreicht wird, d.h. welcher Mechanismus, wenn nicht über den Strompreis, sorgt dafür, dass die Lastspitzen in Niedriglastzeiten verlegt werden.

4. Methodische Einbettung in Europa

Die für Deutschland getätigten Berechnungen des NEP sind neuerdings in das europäische TYNDP Szenario "Distributed Energy" und nicht mehr in das Szenario "National Trends" eingebettet. Dies begrüßt Germanwatch. Denn das Szenario „Distributed Energy“ weist europaweit deutlich höhere EE-Anteile und erweitere Verbindungen zwischen den europäischen Staaten aus und damit einhergehend mehr Interkonnektoren. Der TYNDP 2020 geht in diesem Szenario von zusätzlichen Interkonnektoren zwischen Deutschland und den Nachbarstaaten aus. In die Modellierung des NEP ist unserem Verständnis nach aber eine geringer dimensionierte Interkonnektivität mit den Nachbarstaaten eingegangen. Die im TYNDP angenommene zusätzliche Interkonnektorenkapazität (über den BBPI hinaus) zwischen Deutschland

und den Nachbarstaaten müssen sich nach Einschätzung der BNetzA erst durch eine cost-benefit-analysis (CBA) als markttauglich erweisen, ehe sie mit modelliert werden dürfen. Diese Analyse im NEP steht noch aus. Sollten diese Interkonnektoren auch in den 2. Entwurf des NEP nicht eingehen, ist dies eine methodisch inkonsistente Anwendung des TYNDP Szenarios und muss dringend überdacht werden. In der jetzigen Anwendung ergibt das TYNDP-Szenario wenig Sinn und verzerrt die Ergebnisse wesentlich, da die Modellierung des Auslands eng mit den deutschen Strommarktergebnissen zusammenhängt.

5. Forderung nach einem Systementwicklungsplan

Dem gesetzlichen Auftrag nach sind „politische Diskussionen“ darüber, wie das zukünftige Energiesystem aussehen soll eigentlich nicht Teil des NEP-Prozesses. Dennoch sind sie vor dem Hintergrund der Energiewende, die der NEP ja begleitet, unvermeidbar. Wir fordern daher, dass es einen Systementwicklungsplan (SEP) geben muss, der auch die langfristige Ausrichtung des gesamten Energiesystems inkl. Gas- und Verteilnetze festschreibt und dabei die Energieversorgung aller Sektoren betrachtet. Daraus ergeben sich nicht nur Netzberechnungen, sondern auch politische Empfehlungen. Der SEP sollte auch durch eine starke Bürger:innenbeteiligung gekennzeichnet sein und es sollte klar geregelt sein, dass die Empfehlungen auf eine Weise durch die Politik auch aufgenommen werden. Wir möchten an dieser Stelle darauf hinweisen, dass derzeit Ausgestaltungsmöglichkeiten eines SEPs von der dena ausgearbeitet werden und auf die Chance verweisen, den NEP-Prozess damit zukünftig wieder zu seiner eigentlichen Aufgabe zu bringen - der Berechnung des benötigten Netzausbaus.

Literatur:

Agora Studie: (2020): Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut. Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität, 2020

BNetzA (2020): Bundesnetzagentur. Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035, 26. Juni 2020

NEP 2030 (2019): Bundesnetzagentur. Bedarfsermittlung 2019-2030 Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für das Zieljahr 2030, Dezember 2019

NEP Entwurf (2021): 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. Netzentwicklungsplan Strom 2035 Version 2021, 1. Entwurf, 29. Januar 2021

Szenariorahmen (2020): 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021 Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Januar 2020

Mit einer Veröffentlichung dieser Stellungnahme erklären wir uns einverstanden.

[REDACTED]

Germanwatch e.V.
Stresemannstraße 72
D-10963 Berlin