

## Kommentierung der vorläufigen Prüfungsergebnisse des Netzentwicklungsplans Strom 2021 - 2035

### **Autoren**

Franziska Flachsbarth  
Öko-Institut e.V.

**Mit einer Veröffentlichung dieser Stellungnahme erkläre ich  
mich einverstanden.**

### **Kontakt**

[info@oeko.de](mailto:info@oeko.de)  
[www.oeko.de](http://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

<b>1.</b>	<b>Einleitung</b>	<b>5</b>
<b>2.</b>	<b>Auswirkungen der Novellierung des Klimaschutzgesetzes</b>	<b>5</b>
<b>3.</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungspfad und modelltechnische Abbildung</b>	<b>6</b>
<b>4.</b>	<b>Netzoptimierungen</b>	<b>6</b>
<b>5.</b>	<b>Prüfungsmethodik der BNetzA</b>	<b>8</b>
<b>6.</b>	<b>Kosten-Nutzen-Analyse für Netzausbaumaßnahmen</b>	<b>8</b>
<b>7.</b>	<b>Prüfung Momentanreserve und lastnaher EE-Zubau</b>	<b>9</b>
<b>8.</b>	<b>Netzdienliche Flexibilisierung von Lasten?</b>	<b>9</b>
<b>9.</b>	<b>FBMC und Liste der geplanten Interkonnektoren</b>	<b>9</b>
<b>10.</b>	<b>Regionalisierung der PtX-Anlagen</b>	<b>9</b>
<b>11.</b>	<b>Zur Verantwortung der ÜNB und der BNetzA</b>	<b>10</b>



## 1. Einleitung

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat im August 2021 mit dem Dokument „Bedarfsermittlung 2021-2035. Vorläufige Prüfungsergebnisse Netzentwicklungsplan Strom“ ihre bisherigen Prüfungsergebnisse des NEP 2021-2035 zur Diskussion gestellt. Die vorliegende Kommentierung bezieht sich auf dieses Dokument.

Das Öko-Institut begrüßt die verbesserte Transparenz: Die BNetzA bietet einen guten Einblick in ihre Methodik und hat die Ergebnisdarstellung mit der Angabe der Überlastungsindizes deutlich verbessert. Auch der fortgeschrittene Stand der Prüfung bietet eine gute Kommentierungsgrundlage.

Die BNetzA bittet in ihrer Vorbemerkung darum, „intensiven Gebrauch von der Möglichkeit zu machen, sich in der Konsultation durch konkrete Hinweise und begründete Änderungsvorschläge einzubringen und dadurch das Planungsergebnis zu verbessern“ (S. 5). Diesem Wunsch entsprechend liegt der Fokus dieser Kommentierung auf kurzen Anmerkungen, die in den laufenden Prozess aufgenommen werden können. Es gibt aber auch grundsätzlichere Anmerkungen, die mit Blick auf den kommenden NEP diskutiert werden sollten.

Die BNetzA bittet zudem darum, Stellungnahmen möglichst früh einzureichen, um die Bearbeitungszeit für etwaige Einbesserungen zu verlängern. Der Hinweis auf das laufende Kommentierungsverfahren ist nicht auf der Seite des Netzentwicklungsplans zu finden. Die geringe Prominenz des Aufrufs hat die Zeit zur Anfertigung der Kommentierung leider deutlich verkürzt. Dies könnte durch eine entsprechende Verlinkung verbessert werden.

## 2. Auswirkungen der Novellierung des Klimaschutzgesetzes

Mit der Novellierung des Klimaschutzgesetzes (KSG) sind die im NEP 2021-2035 angenommenen CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenzen für alle Szenarien dringend anpassungsbedürftig. Da die BNetzA selbst auf den Nachbesserungsbedarf zu sprechen gekommen ist, bedarf dies an dieser Stelle keiner gesonderten Betrachtung: Wir sind gespannt auf den folgenden NEP, in dem klimaneutrale Szenarien mit dem Zeithorizont 2045 und der zugehörige Entwicklungspfad (2035, 2040) in Aussicht gestellt werden.

Für das grundsätzliche Vorgehen zur Parametrierung der Szenarien, insbesondere auch zur Festlegung der CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze, möchten wir aber z.B. auf unsere Kommentierung des 1. Entwurfs des NEP 2021-2035 verweisen, in der wir vor dem Hintergrund des European Green Deals kritisieren, dass die BNetzA und die ÜNB die „Bandbreite der möglichen politischen Entwicklungen“ möglicherweise zu eng interpretieren und dass der NEP dieserart systematisch den bereits absehbaren politischen Entwicklungen hinterherhängt. Hier besteht Abstimmungsbedarf zwischen den politischen Entscheidungsträgern, den ÜNB und der BNetzA.

In der Kommentierung haben wir auf die Möglichkeit hingewiesen, den bestehenden Szenariorahmen um eine Sensitivität zu ergänzen, welche die aktuellen politischen Entwicklungen aufgreift, so wie es im NEP 2030 (Version 2019) mit der Aufnahme der Sensitivität „B 2035 – Kohleausstieg“ der Fall war. Zu einem früheren Zeitpunkt im Prozess wäre ggf. denkbar gewesen, ein „entsprechendes konsistentes Szenario“ (S. 24) zu entwerfen. Auch jenseits der gesetzlich anzufertigenden Dokumente sollten Interventionen der BNetzA möglich sein. Eine höhere Dynamik käme dem Prozess zugute.

Wir teilen die Einschätzung der BNetzA, dass es dennoch sinnvoll ist, an dem laufenden Prozess festzuhalten, um den benötigten Netzausbaubedarf nicht zusätzlich zu verzögern. Die Entscheidung

der BNetzA, den Fokus bei der Bestätigung des Netzausbaubedarfs aufgrund des KSG auf die Szenarien C 2035 und B 2040 zu legen, begrüßen wir.

Bei den Prüfungsergebnissen fällt auf, dass diese bisher ausschließlich für die Lastsituationen des Szenarios C 2035 ermittelt wurden. Darf davon ausgegangen werden, dass die Ergebnisse für das Szenario B 2040 ergänzt werden, um die Robustheit der Ergebnisse zu gewährleisten? Im Teil „II: Prüfungsergebnisse Einzelmaßnahmen“ ist bisher nicht verzeichnet, dass sich die angegebenen Ergebnisse der Lastflussberechnungen auf das Szenario C 2035 beziehen. Die Angabe könnte ergänzt werden.

### 3. CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungspfad und modelltechnische Abbildung

Die modelltechnische Abbildung der Einhaltung der CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze ist mit Blick auf das KSG und die kommenden Netzentwicklungspläne dringend zu überarbeiten.

Bisher wurde im NEP die Maßnahme des „nationalen CO<sub>2</sub>-Preisauflags“ als Modellierungsinstrument gewählt: Werden in einem Szenario zu viele CO<sub>2</sub>-Emissionen verursacht, so wird das Marktergebnis erneut mit einem nationalen Aufschlag auf den CO<sub>2</sub>-Preis berechnet. Der Aufschlag wird so lange angehoben, bis die emissionsintensiven deutschen Kraftwerke ausreichend aus dem Markt verdrängt und die CO<sub>2</sub>-Emissionen auf das entsprechende Niveau begrenzt sind.

Mit den vorliegenden NEP sind die ÜNB im Szenario B 2040 an die Grenzen des Modellierungsinstrumentes gestoßen: Da nur noch Erdgaskraftwerke im inländischen Markt sind, ist kein Brennstoffwechsel zu emissionsärmeren fossilen Kraftwerken mehr möglich, und zur inländischen CO<sub>2</sub>-Emissionsminderung müsste auf ausländische Stromerzeugung zurückgegriffen werden.

Dieses Ergebnis ist nach einhelliger Meinung weder realistisch noch zielführend: Natürlich wird wirksamer Klimaschutz nicht dadurch betrieben, dass ein Problem in das Ausland verlagert wird. Auch in den Nachbarländern werden CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenzen den Einsatz der CO<sub>2</sub>-emittierenden Kraftwerke zukünftig beschränken. Letzteres ist mit dem historisch gewählten Modellierungsansatz nicht ausreichend abgebildet.

Die ÜNB und die BNetzA haben sich für diesen NEP darauf geeinigt, aus dem Spektrum der Lösungsansätze den einfachsten, aber auch inakzeptabelsten auszuwählen: Bei dem „Modellierungsinstrument“ der „Ausweisung“ wird nicht neu gerechnet, sondern es wird ausschließlich ausgewiesen, dass ein Anteil der Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken aus einem „CO<sub>2</sub>-neutralen Brennstoff“ resultieren muss. Die Frage, wie der CO<sub>2</sub>-neutrale Brennstoff gewonnen (grüner Wasserstoff? Biomasse? CCS?) und wo er zukünftig eingesetzt werden kann, ist im NEP nicht erläutert. Alle Erdgaskraftwerke können gleichermaßen klimaneutral betrieben werden. Da davon nicht auszugehen ist, muss realisiert werden, dass die Wahl des Modellierungsinstrumentes die innerdeutschen, aber auch die europäischen Stromaustausche verzerrt. Es ist wünschenswert, die Diskussion um eine entsprechende modelltechnische Verbesserung bereits dann zu beginnen, wenn noch Zeit besteht, sie zum nächsten NEP umzusetzen.

### 4. Netzoptimierungen

Durch die Anreizregulierungsverordnung haben die ÜNB den Anreiz, die Betriebskosten gering zu halten. Hierzu gehören die Leitungsverluste. Die Leitungsverluste entstehen quadratisch zum Stromfluss auf den Leitungen. Die Vermutung ist naheliegend, dass die ÜNB den Stromfluss auf den

einzelnen Leitungen – und damit den Einsatz von leistungsflussoptimierenden Maßnahmen – tendenziell niedrig halten wollen.

Entsprechend kann es als Aufgabe der BNetzA betrachtet werden, das entwickelte Zubaunetz auf die Einhaltung der NOVA-Kriterien hin besonders kritisch zu prüfen. Als sehr gewinnbringend ist die Darstellung des Einflusses der Bestandsnetzoptimierungen auf die Engpässe zu beurteilen, vgl. Abb. 14 und 15 im Dokument der BNetzA: Die Überlastungen sinken durch den Einsatz von Freileitungsmonitoring (FLM) und Phasenschiebertransformatoren (PST) von 55 TWh auf 15 TWh und leisten somit den größten Beitrag zur Engpassbeseitigung.

### **FLM / WAFB**

Das BMWi bat mit dem „Aktionsplan Gebotszone“ darum, zu verifizieren, ob die Möglichkeiten des FLM bereits vollständig ausgenutzt werden. Besteht die Möglichkeit, auf einer Karte darzustellen, wie stark die max. Übertragungsfähigkeit im Durchschnitt auf den einzelnen Leitungen angehoben werden konnte? Wird auch für die Zubauleitungen angenommen, dass sich ihre Leitungskapazität durch FLM anheben lässt?

In vorangegangenen NEPs stellten die ÜNB heraus, dass das Potential von witterungsabhängigem Freileitungsbetrieb (WAFB) gering sei und bereits vollständig in die Planung integriert wäre. Kann erläutert werden, ob das Potential mit dem vorliegenden NEP noch einmal angehoben werden konnte?

Im Dokument der BNetzA wird zwischen den Begriffen FLM und WAFB variiert, ohne dass sich dem Lesenden die genaue inhaltliche Abgrenzung zueinander erschließt. Kann die Begriffswahl im Zweifel vereinheitlicht werden?

### **PST**

Die BNetzA beschreibt die Wirkung von leistungsflusssteuernden Elementen im Netz und benennt, dass die ÜNB aktuell im Wesentlichen Phasenschiebertransformatoren (PST) als lastflusssteuernde Elemente einsetzen. Sie verweist auf das Problem, dass PST aufgrund von mechanischem Abrieb verschleißbedingt nur begrenzt einsetzbar sind. Die BNetzA erwähnt zudem, dass auch andere technische Möglichkeiten zur Lastflusssteuerung denkbar wären, „beispielsweise Betriebsmittel basierend auf Leistungselektronik“. Unklar bleibt dem Lesenden, ob dieses Problem auch auf entsprechende Betriebsmittel der Leistungselektronik zutreffen würde und inwiefern die begrenzte Einsatzfähigkeit der PST in der Modellierung abgebildet wird. Diese Punkte bitten wir in dem finalen Genehmigungsdokument zu adressieren.

Bei der erstmaligen Genehmigung von PST durch die BNetzA wurden diese als „Ad-hoc-Lösungen“ vorgestellt, die als Übergangslösung die verspätete Fertigstellung der DC-Korridore kompensieren können. Unserer Interpretation nach war demnach angedacht, die PST nur temporär zu betreiben. Ein solcher Hinweis findet sich in dem aktuellen Genehmigungsdokument nicht mehr. Daher bitten wir um einen Hinweis, ob die PST nun langfristig in die Netztopologie aufgenommen sind oder ob sie nur als Übergangslösungen zu verstehen sind. Was bedeutet „Ad-hoc-Lösung“ in diesem Zusammenhang?

### **HTL**

Die BNetzA schreibt: „Nach dem NOVA Prinzip prüfen die Übertragungsnetzbetreiber, ob durch den Einsatz von HTL ein Neubau von Leitungen vermieden werden kann. Bei der Genehmigung durch die Bundesnetzagentur ist deshalb vorausgesetzt, dass an den Stellen, wo dies möglich ist, der Einsatz von HTL erfolgt.“ (S.75) Diese Formulierung interpretieren wir so, dass die BNetzA dies nicht

eigens prüft. Ist das korrekt? Da auch der Einsatz von HTL zu höheren Leitungsverlusten führen könnte, wäre wünschenswert, dass die BNetzA dies eigenständig prüfen kann.

## 5. Prüfungsmethodik der BNetzA

Die Prüfungsmethodik der BNetzA wird detailliert und weitestgehend nachvollziehbar dargestellt. Ein paar Aspekte erscheinen noch nicht eingängig erklärt.

Die BNetzA beschreibt einerseits, dass das BBL-Netz bei der Prüfung mit einem iterativen Verfahren zum Zielnetz weiterentwickelt wird: Es wird jeweils ein Netzausbauvorhaben hinzugefügt, von diesem Netz ausgehend werden die verbleibenden Engpässe neu ermittelt. Begründet wird die Wahl des Verfahrens wie folgt: „Eine Prüfung der über den Bundesbedarfsplan hinausgehenden Maßnahmen auf Basis eines als komplett realisiert unterstellten Zielnetzes (im Umfang aller von den Übertragungsnetzbetreibern angeführten Maßnahmen) wäre nicht sachgerecht, da sie die Wirksamkeit einer einzelnen geprüften Maßnahme tendenziell unterschätzt. Das liegt daran, dass es im kompletten Zielnetz mehrere Maßnahmen geben kann, die eine bestehende Leitung wirksam entlasten.“ (S.43) Würde jede Maßnahme nur durch Herausnahme aus dem Zielnetz geprüft werden, so ist anzunehmen, dass ihr Effekt auf die Engpassbehebung geringer ist als nach diesem Verfahren, insbesondere, wenn die Leitung zu einem frühen Zeitpunkt realisiert wird. Dies liegt daran, dass die Leitung das Netz insgesamt entlastet und nicht nur Überlastungen reduziert. Ist der Abschnitt so zu interpretieren? Eine Verbesserung der Argumentation ist wünschenswert.

Das Wirksamkeitskriterium hingegen wird überprüft, indem eine Lastflussberechnung durchgeführt wird, nachdem die zu untersuchende Netzausbaumaßnahme aus dem Zielnetz entfernt wurde (S. 40). Die dadurch verursachten Überlastungen werden zum Überlastungsindex aufsummiert, welcher bei den Prüfungsergebnissen der Einzelmaßnahmen jeweils angegeben ist. Inwiefern ist das Verfahren an dieser Stelle sachgerechter als oben? Unklar bleibt, wie sich die Verfahren des iterativen Netzzubaus und die Prüfung der Einzelmaßnahmen genau ergänzen. Diese Erläuterung könnte auch dadurch geschärft werden, dass das gesamte Prüfungsverfahren der Reihe nach erläutert wird.

Bei der Ermittlung des Überlastungsindex für eine Leitung besteht die Frage, ob sich der Index aus der Summe ihrer Überlastungen ergibt oder ob die Formel noch zu erweitern ist. Zudem stellt sich die Frage, woraus die „tiefergehende Prüfung“ besteht, die sich ab einer aufsummierten Überlastung von 30 GWh ergibt. Werden dann die anderen Kriterien überprüft? Kommen noch weitere Aspekte in Betracht?

Bezüglich der Sonderbehandlung der DC-Korridore stellt sich die Frage, ob diese nicht analog zu den AC-Netzausbauvorhaben behandelt und in die jeweiligen Maßnahmentöpfe zur Senkung der Überlastungen integriert werden könnten. Da sie in der 0. Iteration gesondert geprüft und realisiert werden, stellt sich die Frage, ob an dieser Stelle die netzentlastende Wirkung der DC-Korridore auf einer Karte analog zu den Netzoptimierungen dargestellt werden könnte.

## 6. Kosten-Nutzen-Analyse für Netzausbaumaßnahmen

Die BNetzA erläutert, weshalb für die Netzausbaumaßnahmen innerhalb Deutschlands keine CBA angefertigt wird. Das Hauptargument ist, dass die zu berücksichtigenden Faktoren nicht eindeutig zu quantifizieren sind. Dadurch würde das Ergebnis einer CBA eine Scheingenauigkeit erzeugen, die zu keinem Mehrwert führt. Das Verfahren für die Interkonnektoren könne nicht direkt auf die Netzausbauvorhaben übertragen werden, da sie grundsätzlich unterschiedlich bewirtschaftet werden.



Dennoch haben die ÜNB im 1. Entwurf des NEP 2025, Version 2015 eine Maßnahmenbewertung für die innerdeutschen Netzausbauvorhaben vorgeschlagen, welche sich an der CBA-Methodik der ENTSO-E („ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects“) orientiert. Die Ergebnisse sollten nicht aufsummiert, sondern mithilfe eines spinweb-diagrams dargestellt werden. Was spricht dagegen, sich in Anlehnung an diesen Vorschlag dem Thema CBA zu nähern und eine noch transparentere Ergebnisdarstellung der Netzanalysen zu wählen?

## 7. Prüfung Momentanreserve und lastnaher EE-Zubau

Bei der Abhandlung des Themenkomplexes „Momentanreserve“ stellt sich heraus, dass die Vermeidung eines hohen Leistungsungleichgewichts zwischen Norden und Süden einen Wert darstellt. Dieses Argument für einen lastnahen EE-Zubau wird in dem Abschnitt „Kosten-Nutzen-Analyse des innerdeutschen Netzausbaus“ nicht aufgegriffen. Gegebenenfalls ist es lohnenswert, dies zu ergänzen.

## 8. Netzdienliche Flexibilisierung von Lasten?

In den Vorbemerkungen bekennt sich die BNetzA bereits dazu, dass die Flexibilisierung von steuerbaren Lasten im Bereich von Industrie und Gewerbe in einem angemessenen Umfang angenommen wird und suggeriert damit gleichzeitig, dass dies auch zu einer effizienteren Auslastung der Netze führen würde: „Durch eine netzdienliche Flexibilisierung von Lasten können Netze effizienter ausgelastet werden. Im Netzentwicklungsplan 2021-2035 wird das Abrufen steuerbarer Lasten im Bereich von Industrie und Gewerbe in einem angemessenen Umfang angenommen.“ (S.3). Unserer Kenntnis nach werden die steuerbaren Lasten im Bereich Industrie und Gewerbe nicht netzdienlich flexibilisiert. Einzig bei den dezentralen Lasten wird im NEP beschrieben, dass es sich um einen verteilnetzdienliche Einsatzoptimierung handele. Das Öko-Institut hat sich in seiner Stellungnahme zum 1. Entwurf des NEP 2021 – 2035 kritisch gegenüber dem dort gewählten Modellierungsansatz geäußert. Gegebenenfalls kann der Absatz noch einmal mit Blick auf die erwünschte Aussage geschärft werden.

## 9. FBMC und Liste der geplanten Interkonnektoren

Auf S. 22 heißt es, die Liste der Interkonnektoren sei die der in der Genehmigung des Szenariorahmens berücksichtigten. Die Liste besteht aber ausschließlich aus geplanten Interkonnektoren. Da im vorangegangenen Abschnitt über die Methode des FBMC erläutert wird, dass nur ein Teil der Interkonnektoren mit Beschränkungen versehen wird, besteht die Frage, ob die Liste tatsächlich eine vollständige Auflistung der durch den FBMC-Ansatz beschränkten Interkonnektoren darstellt. Kann die Liste im Zweifelsfall ergänzt und um die Angabe der max. Übertragungsfähigkeit ergänzt werden?

## 10. Regionalisierung der PtX-Anlagen

Die BNetzA konkretisiert in der vorläufigen Genehmigung, dass 1/3 der Anlagen an den wasserstoffnachfragenden Industriestandorten angenommen werden und 2/3 der Anlagen an windenergiereichen Standorten im Norden regionalisiert werden. Das Einsatzregime der Anlagen an den Industriestandorten wird als „strompreisgetrieben“ bezeichnet, d.h. an dieser Stelle gibt es keine Restriktion bezüglich des Einsatzes von CO<sub>2</sub>-intensiver Stromerzeugung. Das Einsatzregime der Anlagen im Norden wird nicht näher beschrieben. Wir bitten darum, dies zu konkretisieren. Bezüglich der

Entscheidung zur vorgenommenen Regionalisierung verweisen wir auf unsere Kommentierung des 1. Entwurfs des NEP 2021-2035.

## **11. Zur Verantwortung der ÜNB und der BNetzA**

Die BNetzA schreibt: „Alle von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Leitungen müssen anhand eines gesetzlich vorgeschriebenen Prozesses genau begründet werden und einer Prüfung standhalten. [... Dann] kann man in einem zweiten Schritt prüfen, ob das Netz in seinem heutigen Zustand diesen Bedürfnissen seiner Nutzer gerecht wird oder ob – und falls ja, in welchem Umfang – es weiterentwickelt werden muss. Wie diese beiden Planungsschritte vorzunehmen sind, steht weder im Belieben der Übertragungsnetzbetreiber noch im Belieben der Bundesnetzagentur.“ (S.4)

Unserer Kenntnis nach gibt es kein Gesetz, das den ÜNB oder der BNetzA die Methode der Zubau-netzentwicklung bzw. die Methode der Zielnetzprüfung vorschreibt. Insofern besteht an dieser Stelle sowohl auf Seiten der ÜNB als auch auf Seiten der BNetzA ein Gestaltungsspielraum – und eine entsprechende Verantwortung. Folgerichtig wird im Dokument das Verfahren der Prüfung der Netzausbauvorhaben erläutert und zur Kommentierung gestellt. Es ist nicht klar, wovon sich die BNetzA an dieser Stelle abgrenzen möchte.