

Berlin, 25. April 2023

**BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin

[www.bdeu.de](http://www.bdeu.de)

## Stellungnahme

# Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, 1. Entwurf

Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vom 24. März  
2023

Version: final

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

## Inhalt

<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>3</b>
<b>1 Grundlegende Annahmen zur Entwicklung des Elektrizitätssektors</b> .....	<b>4</b>
1.1 Unterstützung der Einhaltung der Klimaschutzziele .....	4
1.2 Veränderter Kraftwerkspark und steigende Bedeutung von Wasserstoff	4
1.3 Anstieg des Stromverbrauchs durch fortschreitende Elektrifizierung .....	5
1.4 Nutzung von Flexibilitätspotenzialen auf der Nachfrageseite .....	6
<b>2 Ergebnisse der Modellierung der Stromnetze</b> .....	<b>6</b>
2.1 Entwicklung des Onshore-Netzes .....	6
2.2 Entwicklung des Offshore-Netzes .....	7
<b>3 Synchronisation des NEP mit anderen Planungsinstrumenten</b> .....	<b>9</b>
3.1 Kompatibilität mit dem europäischen TYNDP .....	9
3.2 Synchronisation mit dem NEP Gas .....	10
<b>4 Ausstehende Ergänzungen zum vorliegenden NEP Strom 2037/2045 (2023)</b> ..	<b>10</b>

## Zusammenfassung

Der BDEW begrüßt den durch die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) am 24. März 2023 veröffentlichten Ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom, Version 2023 (NEP 2037/2045 (2023)), der auf Basis des zuvor ermittelten und von der Bundesnetzagentur (BNetzA) am 8. Juli 2022 gemäß § 12a EnWG genehmigten Szenario Rahmens erstellt wurde.

Erstmals beschreibt der NEP ein Stromnetz, mit dem Klimaneutralität bis 2045 erreicht werden soll. Strom spielt dabei eine zentrale Rolle, da die Dekarbonisierung der Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude überwiegend durch direkte oder indirekte Elektrifizierung erfolgt. Dieser Ansatz ist ebenso zu begrüßen wie die Annahmen zur Veränderung des Kraftwerksparks, zum Anstieg der Stromnachfrage und zu den Flexibilitätspotenzialen auf der Nachfrageseite.

Die auf Grundlage dieser Annahmen beschriebene Entwicklung der Onshore- und der Offshore-Netze ist stringent. Die detaillierte Betrachtung der Offshore-Netze und die Beschreibung einer Vernetzung verschiedener Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) miteinander ist sehr zu begrüßen.

Positiv ist auch die Verzahnung des nationalen NEP mit der europäischen Netzentwicklungsplanung. Ergänzend wäre eine genauere Erläuterung der Annahmen hinsichtlich der Herkunft der Stromimporte wünschenswert, die in den kommenden Jahrzehnten eine zunehmende Bedeutung für die Versorgungssicherheit in Deutschland erfahren werden.

Die Verzahnung mit dem Netzentwicklungsplan Gas und H<sub>2</sub>-Backbone sollte noch enger werden, da die Planung der Strom- und der Gasinfrastruktur aufeinander abgestimmt erfolgen muss, um insbesondere den Aufbau von Kapazitäten zur Produktion von Wasserstoff und dessen anschließenden Transport realisieren zu können.

Vor dem Hintergrund der Erarbeitung und Veröffentlichung des 1. Entwurfs zum NEP 2037/2045 (2023) durch die ÜNB erfolgt die Beteiligung des BDEW an der aktuellen Konsultation unter Enthaltung der vier deutschen ÜNB.

## **1 Grundlegende Annahmen zur Entwicklung des Elektrizitätssektors**

### **1.1 Unterstützung der Einhaltung der Klimaschutzziele**

Der neue NEP Strom legt die im novellierten EEG 2023 und im Windenergie-auf-See-Gesetz angelegten Ausbauziele für die Erneuerbaren Energien sowie die politisch angestrebte Klimaneutralität bis 2045 als Annahmen zugrunde. Dieses Vorgehen ist angesichts der vorrangigen Stellung und der Notwendigkeit, die Klimaschutzziele zu erreichen, stringent und wird vom BDEW ausdrücklich begrüßt.

### **1.2 Veränderter Kraftwerkspark und steigende Bedeutung von Wasserstoff**

Alle im NEP Strom dargestellten Szenarien gehen von einem Kohleausstieg vor 2037 aus. Diese Annahme ist aus Sicht des BDEW sachgerecht.

Die Summe der konventionellen Stromerzeugungskapazität wird von 93 GW im Referenzzeitpunkt 2020/2021 auf 50,5 GW im Jahr 2037 und anschließend bis 2045 auf etwa 47 GW gesenkt. Neben 11 GW Pumpspeicherkraftwerken setzen sich diese Kapazitäten aus Kraftwerken auf Basis von Erdgas und Wasserstoff zusammen, wobei ausschließlich die im Szenariorahmen explizit verorteten Kraftwerke umfasst sind. Hinzukommen können weitere lastnah verortete Kraftwerke.

Im gleichen Zeitraum müssen je nach Szenario die Erzeugungskapazität auf Basis Erneuerbarer Energien von 139 GW im Jahr 2020/2021 auf 565 bis 576 GW im Jahr 2037 ausgebaut werden, was einen deutlichen Anstieg im Vergleich zum NEP 2035 (2021) bedeutet. Von 2037 bis zum Jahr 2045 steigen die Kapazitäten zur regenerativen Erzeugung im Vergleich dazu eher geringfügig an, und zwar je nach Szenario auf 638 bis 703 GW.

Der BDEW teilt die Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber, dass im Vergleich zu heute ein erheblich beschleunigter Ausbau der Erneuerbaren Energien erforderlich ist, um diese installierten Leistungen erreichen zu können. Wenngleich diese Entwicklung nach den Erfahrungen der vergangenen Jahre als sehr ambitioniert angesehen werden muss, ist es angesichts der Klimaschutzziele folgerichtig, diese Annahmen im Netzentwicklungsplan zugrunde zu legen. Unter diesem Aspekt möchte der BDEW auf die Notwendigkeit einer Beschleunigung der aktuell langwierigen und aufwändigen Planungs- und Genehmigungsverfahren für Erneuerbare-Energien-Anlagen verweisen.

Auch die Annahme einer bedeutenden Rolle von Wasserstoff wird durch den BDEW als richtig angesehen. Richtig ist auch, dass die netzdienliche Verortung von Elektrolyseuren in den nord- und nordostdeutschen Erzeugungsschwerpunkten der erneuerbaren Stromerzeugung einen

wichtigen Beitrag dazu leisten kann, Engpässe im Übertragungsnetz zu mindern. Die zugrundeliegenden Annahmen zur Systemdienlichkeit hinsichtlich Netzverfügbarkeit und Verfügbarkeit von Wasser und Wasserstoffnetzen sind allerdings sehr optimistisch und führen möglicherweise zu einer Überschätzung der Netzdienlichkeit der Elektrolyseure und Unterschätzung des benötigten Netzausbaus, insbesondere da der regulatorische Rahmen für den Elektrolyse-Hochlauf noch immer nicht steht. Wichtig ist deshalb, dass es Go-to-Areas geben wird, in denen ein garantierter Anschluss an das Strom-, Wasser- und Wasserstoffnetz erfolgt. Außerhalb der Go-to-Areas könnten Elektrolyseure beispielsweise unter der Bedingung, „negativen Redispatch“ anzubieten, gebaut werden.

Eine dezidierte regionale Verteilung der Elektrolyseure wird im Entwurf des NEP nicht beschrieben. Sie ist somit nicht überprüfbar.

Wichtig wird sein, dass seitens der Politik passende Anreize gesetzt oder ordnungspolitische Vorgaben gemacht werden, die eine netzdienliche Allokation von Elektrolyseurkapazitäten bewirken. Dabei sollten im Zusammenhang mit dem Strom- sowie dem Wasserstoffnetz nicht nur Industrie-, sondern auch H<sub>2</sub>-Kraftwerksstandorte zur gesicherten Deckung der Residuallast berücksichtigt werden.

### **1.3 Anstieg des Stromverbrauchs durch fortschreitende Elektrifizierung**

In allen drei Szenarien des Szenariorahmens wird von einem deutlich steigenden Bruttostromverbrauch ausgegangen. Bereits in Szenario A, das von einem vergleichsweise hohen Wasserstoffbedarf ausgeht, steigt der Bruttostromverbrauch von rund 530 TWh im Jahr 2020/21 deutlich auf 900 TWh in 2037 und rund 1.080 TWh im Jahr 2045 an. In Szenario B, das von einer starken Elektrifizierung ausgeht, werden zum jeweils selben Zeitpunkt 960 bzw. 1.100 TWh erwartet, in Szenario C sogar 1.050 bzw. 1.300 TWh.

Nach Ansicht des BDEW spiegeln die dargestellten Szenarien die mögliche Entwicklung der Elektrifizierung und in der Folge auch den ansteigenden Bruttostromverbrauch sachgerecht und realistisch wider. Auch die Betrachtung der Entwicklung der Stromnachfrage in unterschiedlichen Regionen, etwa die Konzentrierung zusätzlicher Rechenzentren mit einem zusätzlichen Stromverbrauch von >4 GWh/km<sup>2</sup> im Raum Rhein-Main, ist ein sinnvoller Ansatz, die für die Modellierung der Netzentwicklung von Bedeutung ist.

Diese Szenarien und der damit verbundene Anstieg des Bruttostromverbrauchs können daher auch im Kontext anderer (politischer) Entscheidungen als Orientierungspunkte verwendet werden.

## 1.4 Nutzung von Flexibilitätspotenzialen auf der Nachfrageseite

Der Netzentwicklungsplan geht davon aus, dass viele Stromverbraucher flexibel auf die Angebots- und Nachfragesituation am Strommarkt reagieren und ihren Verbrauch entsprechend anpassen können.

Der BDEW teilt die Auffassung, dass diese Flexibilitäten zukünftig dringend benötigt werden, um – selbst bei stärkerer Nutzung von Speichern – den Ausgleich zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch stets gewährleisten zu können. Um diese Flexibilitätspotenziale zu mobilisieren, ist es jedoch dringend notwendig, passende Anreize für eine marktbasierete Beschaffung von netzdienlicher Flexibilität zu schaffen. Das Auslaufen der Abschaltbare-Lasten-Verordnung zur Jahresmitte 2022 ist vor diesem Hintergrund kritisch zu sehen.

Um weitere Flexibilitätspotenziale zu mobilisieren, sollte der Bau von Anlagen zur Netzstabilität wie Netzbooster-Anlagen über marktliche Beschaffungsverfahren durch die ÜNB ausgeschrieben werden.

Außerdem ist auf Seiten der Stromverbraucher eine ausreichende Durchdringung mit steuerbaren Einheiten erforderlich.

## 2 Ergebnisse der Modellierung der Stromnetze

Der vorliegende Entwurf des NEP Strom beschreibt ein Netz, das die politisch angestrebte Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 hinsichtlich des Elektrizitätssektors ermöglichen soll und daher als „Klimaneutralitätsnetz“ bezeichnet wird. Angesichts der zunehmenden Interaktion zwischen den Strom- und den Gasnetzen schlägt der BDEW vor, bei der Begriffswahl deutlich zu machen, dass es sich bei dem im NEP Strom für 2045 beschriebenen Netz um die „Stromnetzseite“ eines Klimaneutralitätsnetzes handelt. Die Kombination mit dem Wasserstoffnetz, das die Abnahme des in den Elektrolyseuren produzierten Wasserstoffs und die Versorgung der Wasserstoffkraftwerke im NEP Strom möglich macht, runden die Netzinfrastruktur für die Klimaneutralität ab.

### 2.1 Entwicklung des Onshore-Netzes

Die im vorliegenden Entwurf des NEP Strom untersuchten Szenarien gehen von keinerlei Variation bei den Interkonnektoren aus. Für den 2. Entwurf werden die Ergebnisse einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse von fünf zusätzlichen Interkonnektoren angekündigt (vgl. Erster Entwurf des NEP 2037/2045, Kapitel 5.3, S. 151). Es ist zu begrüßen, dass diese

Betrachtung noch erfolgen wird, auch wenn eine Darstellung bereits im 1. Entwurf vorteilhaft gewesen wäre. Der BDEW regt jedoch zusätzlich an, in den verschiedenen Szenarien unterschiedliche Varianten bei der Errichtung bzw. Verstärkung von Interkonnektoren darzustellen.

Der Berichtsteil zu Innovation im Übertragungsnetz enthält viele lobenswerte Ansätze, die es unbedingt weiterzuentwickeln gilt. So sollten – wie bereits im ersten Entwurf des NEP Strom 2037/2045 skizziert – die Optionen zu Vermaschung der Onshore und ONAS (Offshore Netzanbindungssysteme) DC-Systeme und die Etablierung von DC-Hubs unbedingt genutzt werden.

## **2.2 Entwicklung des Offshore-Netzes**

Der BDEW begrüßt, dass ein Großteil des NEP der Darstellung des Offshore-Netzes in der Nord- und Ostsee gewidmet ist und auch die Verbindung zwischen den Offshore-Anbindungsleitungen und den lastintensiven Regionen genau betrachtet wird. Die Stromerzeugung vor allem in der Nordsee wird eine bedeutende Stütze für die Deckung des inländischen Strombedarfs darstellen. Daher ist eine langfristige Planung der Erschließung der entsprechenden Flächen und die Realisierung der Anbindungsleitungen von hoher Bedeutung.

### Vernetzung der Planungen von NEP und FEP

In diesem Zusammenhang ist ausdrücklich zu begrüßen, dass der NEP Strom den aktualisierten Flächenentwicklungsplan (FEP) des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) zugrunde legt. Wichtig ist, dass auch die Prozesse zur Erstellung bzw. Weiterentwicklung des NEP und des FEP zukünftig miteinander verzahnt werden und der Gesamtprozess zur Erstellung dieser Pläne optimiert wird.

### Nationale Offshore-Vernetzung

Weiterhin ist die erstmalig geplante nationale Offshore-Vernetzung als neue Maßnahme im NEP sehr begrüßenswert. Sie kann zu einer Entlastung der Onshore-Netze und auf diese Weise zu einem nennenswerten Einsparpotenzial an Redispatch-Maßnahmen führen. Allerdings ist zu beachten, dass diese Funktion der Offshore-Netze eine potenzielle Konkurrenz zum Transport der Offshore-Wind-Einspeisung darstellt. Es ist daher sicherzustellen, dass der Transport von Strom aus Offshore-Windenergieanlagen, welcher durch die mögliche, oben beschriebene Unterschätzung des Netzausbaus ohnehin eingeschränkt werden könnte, dennoch in jedem Fall Primärzweck der Vermaschung bleibt. Die Lage der Kabel zur nationalen Vernetzung sollte außerdem die Flächenkulisse für Offshore Wind, Wasserstoff und andere Infrastruktur nicht einschränken.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass die Übertragungsleistungen der ONAS zur Erreichung der installierten Erzeugungsleistung aus Offshore-Wind gemäß dem genehmigten Szenariorahmen zum Teil nicht vollständig ausgelastet seien (vgl. Erster Entwurf NEP 2037/2045, Kapitel 4.2.3, S. 112). Dies führt zu der Frage, wie hoch das Potenzial zur Nutzung dieser zusätzlichen Übertragungsleistungen zu welchen Planungs- / Ausbauzeitpunkten von Seiten der ÜNB eingeschätzt wird und wie es sich aus Sicht der ÜNB heben ließe.

Die Übertragungsnetzbetreiber merken zudem an, dass die frühzeitige Berücksichtigung einer Option zur späteren Vernetzung in ein Multi-Terminal-System (MT-System) in der Projektumsetzung von Punkt-zu-Punkt-ONAS zu einer nachträglichen Hebung von Vorteilen führen könne (vgl. Erster Entwurf NEP 2037/2045, Kapitel 6.3.1, S. 169). Diese Option sollte aus Sicht des BDEW unbedingt genutzt werden, um zu einem späteren Zeitpunkt eine kostengünstige Optimierung vornehmen zu können.

Die Fortschreibung der standardisierten Technikgrundsätze und insbesondere der 2-GW-Systeme bis 2045 scheint eine sehr konservative und wenig realistische Annahme zu sein. Daher wäre es wünschenswert, Ergebnisse einer Sensitivitätsanalyse in den NEP zu integrieren, z.B. die Auswirkungen einer gesteigerten ONAS-Übertragungsleistung auf 3 GW.

Es wurden keine Kostenannahmen für DC-Leistungsschalter vorgenommen. Der BDEW regt in diesem Zusammenhang an, Ergebnisse einer Sensitivitätsbetrachtung auch zu diesem Aspekt in den NEP zu integrieren.

Der Offshore-Netzausbau stellt den größten Teil der Kosten für das „Klimaneutralitätsnetz“ dar. Wie oben beschrieben, soll die Funktion des Offshore-Netzes erweitert werden: Zukünftig soll das Offshore-Netz auch Aufgaben des Gesamtnetzes wie Stromtransport sowie nationale und internationale Vernetzung übernehmen und lastnahe Einspeisung im Landesinneren ersetzen. Eine getrennte Kostenausweisung in Offshore- und Onshore-Netz erscheint daher einerseits nicht verursachungsgerecht und setzt dadurch andererseits den Offshore-Ausbau und seine Kosten in einen unvollständigen Gesamtzusammenhang.

#### Nutzung der Offshore-Verbindungsleitungen auch für den internationalen Stromhandel

Über den Transport von Offshore-Windenergie an das jeweilige Festland sowie die nationale Offshore-Vernetzung hinaus sollen die Offshore-Verbindungsleitungen auch einen verstärkten internationalen Stromhandel ermöglichen. Auch diese Funktion, wegen derer die Leitungen auch als „hybride Offshore-Verbindungsleitungen“ bezeichnet werden, ist wichtig, da der überregionale Handel die deutsche und die europäische Versorgungssicherheit und Wohlfahrt erhöht. Zudem führt die Vernetzung auf See dazu, dass die Stromleitungen besser ausgelastet und effizienter genutzt werden. Wenn die Leitungen ausreichend dimensioniert sind, um jederzeit den erzeugten Offshore-Windstrom zu transportieren (so wie es im vorliegenden

Entwurf des NEP vorgesehen ist), lässt sich durch die Vernetzung von Offshore-Windparks deutlich mehr Strom aus Erneuerbaren Energien in das gesamteuropäische System integrieren als ohne diese Vernetzung. Um diese Entwicklungen voranzutreiben, ist es geboten, die europäischen Planungsprozesse entsprechend anzupassen und weiter auszubauen. In diesem Zusammenhang ist die Erstellung eines Offshore-Netzplanes als Ergänzung zum TYNDP auf europäischer Ebene zu begrüßen. Dabei müssen auch die europäischen und nationalen Planungsprozesse künftig gut aufeinander abgestimmt werden.

Die mögliche weitere internationale Vernetzung mittels „hybrider Offshore-Verbindungsleitungen“ stellt eine Herausforderung für die betroffenen Projekte in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) dar. Ein wahrscheinliches Szenario wäre die Zuordnung zu separaten Gebotszonen („Offshore Bidding Zones“) mit derzeit noch unklaren marktlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen.

### **3 Synchronisation des NEP mit anderen Planungsinstrumenten**

#### **3.1 Kompatibilität mit dem europäischen TYNDP**

Aus Sicht des BDEW ist es erforderlich, den deutschen Netzentwicklungsplan mit dem europäischen „Ten Year Network Development Plan“ (TYNDP) in Einklang zu bringen. Die Einbettung der nationalen Entwicklungspfade in das europäische Szenario „Distributed Energy“ des aktuellen TYNDP erscheint sinnvoll.

Allerdings erscheint fraglich, ob der simulierte Stromimportbedarf aus den Nachbarländern jederzeit gedeckt werden kann. Der BDEW teilt die Annahme der ÜNB, dass sich Deutschland zu einem großen Netto-Stromimporteur in Europa entwickelt und nennenswerte Strommengen aus Frankreich, Österreich und Skandinavien importieren wird. Fraglich erscheint jedoch, ob die Verfügbarkeit dieser Importmengen jederzeit unterstellt werden kann. Hier wäre eine genauere Betrachtung der Situation der Stromerzeugung und der implizit angenommenen Erzeugungüberschüsse in den Nachbarländern – auch unter Berücksichtigung extremer Wetterereignisse (wie im Sommer 2022) anhand von Sensitivitätsanalysen – wünschenswert.

Text und Grafiken geben bereits einen guten Überblick über die Einbindung des deutschen Stromsystems in den europäischen Strommarkt. Allerdings ist nicht ersichtlich, wo und in welchen Erzeugungstechnologien die nach Deutschland importierten Strommengen ihren Ursprung haben. Da die Verfügbarkeit dieser Importe für die Versorgungssicherheit in Deutschland eine zunehmende Bedeutung erfährt, wäre es wünschenswert, wenn hierzu weitere Informationen in Form von Tabellen oder Grafiken bereitgestellt würden. Nur dann kann

mögliches Carbon Leakage, also die Verdrängung der Emissionen in andere Länder, identifiziert und verhindert sowie die Verlässlichkeit der Stromimportmengen eingeordnet werden.

### **3.2 Synchronisation mit dem NEP Gas**

Aus Sicht des BDEW sind Gase und Gasinfrastrukturen durch ihr hohes Dekarbonisierungspotenzial notwendige Bestandteile eines auf Erneuerbaren Energien basierenden Energiesystems der Zukunft. Es ist ausdrücklich zu begrüßen, dass im NEP Strom die hohe Bedeutung von Wasserstoff für die Erreichung der Klimaziele Ausdruck findet und die Übertragungsnetzbetreiber die Errichtung umfangreicher Elektrolyseurkapazitäten berücksichtigen.

Ergänzend dazu ist es aus Sicht des BDEW wichtig, dass die Verzahnung mit der Entwicklung der Gasinfrastruktur und speziell für die für den Transport von Wasserstoff vorgesehenen Leitungen noch verstärkt wird. Die Netzentwicklungspläne für Strom und für Gas/Wasserstoff müssen deutlich enger miteinander verzahnt werden, um die Stabilität der Energieversorgung insgesamt zu erhöhen. Das zeigt sich vor allem beim zukünftigen Wasserstoffnetz, bei dem u. a. ein „Backbone“ für den Energietransport über große Distanzen vorgesehen ist, der – wenn geeignet koordiniert – eine wichtige Ergänzung für die Übertragungsnetze im Strom darstellen und deren Ausbaubedarf vermindern kann. Elektrolyseure wurden im vorliegenden NEP-Entwurf stromseitig optimiert betrachtet, was aus Sicht des Gesamtsystems positiv ist. Allerdings wurde der Aus- bzw. Umbau des Gasnetzes nicht mitbetrachtet. Dies sollte nachgeholt werden.

## **4 Ausstehende Ergänzungen zum vorliegenden NEP Strom 2037/2045 (2023)**

Die Übertragungsnetzbetreiber stellen dar, dass die Marktsimulationsergebnisse und die Netzentwicklungen für das Onshore-Netz der Szenarien A und C für das Jahr 2037 erst im 2. Entwurf des NEP folgen werden. Eine frühzeitige Einsicht in diese Szenarien bereits im 1. Entwurf wäre vorteilhaft gewesen. Allerdings ist es nachvollziehbar, dass die Bereitstellung angesichts der Aufgaben zur Simulation der Versorgungssicherheit im Winter 2022/23 erst später erfolgen kann.