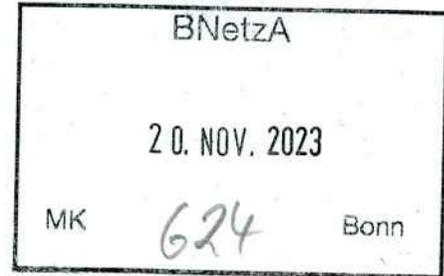


BI Brand e.V.

Johanna Kropp 1. Vorsitzende
Haingrüner Straße 15
95615 Marktredwitz Brand

BI Brand e.V. Haingrüner Str. 15
95615 Marktredwitz

Bundesnetzagentur
Stichwort: Konsultation NEP Strom
2023-2037/2045
Postfach 8001
53105 Bonn



Marktredwitz, den 16.11.2023

Konsultation zum 2. Entwurf NEP Strom 2023-2037/2045

Sehr geehrte Damen und Herren

die BI Brand e.V. verweist auf die vorhergehenden Konsultationen vom 25.02.2021, 15.10.2021 und 13.04.2023. Dort weisen wir immer wieder auf das Thema DEZENTRALITÄT hin. Dies sehen wir im 2. Entwurf NEP Strom 2023-2037/2045 nicht genügend berücksichtigt.

Auch Fachleute senden diesbezüglich immer wieder Konsultationen, die regelmäßig ignoriert werden.

Beim Suedostlink (Projekte 5 und 5a) handelt es sich um eine Stromautobahn zur Förderung des europäischen Stromhandels auf Kosten aller deutschen Stromkunden. Die angrenzenden Länder nutzen die großen Stromleitungen für den europaweiten Stromhandel, bezahlen aber nicht dafür. Dies wird noch zu **großen sozialen Unfrieden in Deutschland führen. Der Deutsche Bürger entwickelt sich zu einer Gruppe von Personen, die immer alles bezahlen müssen, zur „Melkkuh“ Europas.**

Allgemein zu den ganzen Planungen ist zu bemerken, dass Übertragungsnetzausbau mit Energiewende verwechselt wird. Zuerst sollte doch das Verteilnetz auf Niederspannungsebene in Deutschland ausgebaut werden, um Strom aus erneuerbaren Energien einspeisen und auch verbrauchen zu können. Dies ist zwar nun im 2. Entwurf NEP Strom 2023-2037/2045 thematisiert, jedoch nach wie vor ist der Bau von HGÜ-Leitungen als vorrangig behandelt. Wahnsinnig teure überdimensionierte Stromautobahnen für Gleichstrom in ganz Deutschland die der deutsche Bürger durch steigende Netzentgelte finanziert dienen in erster Linie den großen Übertragungsnetzbetreibern und deren Investoren – mit einer langen und garantierten Rendite weit über dem marktüblichen Zins. Wir fordern ein Umdenken mit dem Verzicht von großen HGÜ Leitungen. **DEZENTRALITÄT muss das Ziel sein!** Strom muss da verbraucht werden, wo er erzeugt wird. Der Ukrainekrieg und die Abhängigkeit von anderen Ländern belegt, dass die Energieversorgung dezentral und kommunal eine größere Sicherheit bedeutet. Der europäische Binnenmarkt für europaweiten Stromhandel ist der wahre Grund für den Bau des SuedOstLink. Deutschland wird durch diese HGÜ-Trassen der Dreh- und Wendepunkt, die sogenannte Kupferplatte für Europa, damit der Kohle- und Atomstrom weiterfließen kann. Deutschland steigt aus der Kohle- und Atomkraft

aus, gleichzeitig ermöglicht man aber mit diesen Trassen den angrenzenden Ländern dreckigen Strom quer durch Europa zu transportieren und nicht wie immer behauptet den Offshore-Windstrom. Es ist an der Zeit, dem Bürger nicht stets das Märchen vom Windstrom zu erzählen. Tschechien und Frankreich setzen in erster Linie auf Atomstrom, ohne zu wissen, wohin mit dem Atommüll. Auch die Energieträger Kohle- und Steinkohlestrom werden importiert. Allerdings wird das nicht in die CO2-Bilanz von Deutschland eingerechnet. Dieser NEP bedeutet „**Greenwashing**“ durch die Bundesnetzagentur. Das ist absurd!. Der Bürger wird hinters Licht geführt. Nicht zu unterschätzen sind gezielte Cyberangriffe auf die Infrastruktur von großen Stromleitungen.

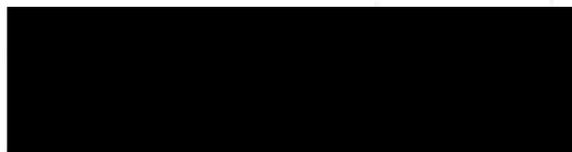
Der technische Fortschritt und mögliche Entwicklungen wie z.B. der „Wunsiedler Weg“ werden ignoriert, bzw. nicht mit genügend Interesse verfolgt. Der „Wunsiedler Weg“ beweist, dass ein virtuelles Kraftwerk in Zusammenarbeit mit Bayerns größtem Elektrolyseur die Versorgung einer ganzen bayerischen Region leisten kann. Dieses Beispiel kann man auf ganz Deutschland übertragen. Dies wäre eine umweltfreundlichere, sicherere (Cyberangriffe/ Abhängigkeit von anderen Ländern) und auf Dauer gesehen kostengünstigere Versorgung. Darum sollte man Europa überzeugen, dass überall Sonne und Wind vorhanden ist und an Stelle der Stromtrassen dieses gelungene Pilotprojekt übernommen werden kann. Es ist nicht verständlich, dass am europäischen Stromhandel festgehalten wird.

Mit der europäischen Planung funktioniert das natürlich nicht, da hier bedingt durch das Clean Energy Package die sogenannte 70%-Regel greift, die vorschreibt, dass die EU-Mitgliedstaaten ab 1. Januar 2020 mindestens 70 Prozent der Kapazität ihrer Netzelemente für den Handel zwischen den EU-Mitgliedstaaten zur Verfügung stellen müssen. Dies wird im NEP berücksichtigt. Eigentlich sind dann doch 30 % der geplanten Netzkapazität für die nationale Versorgung ausreichend. Im Szenariorahmen wird nur die nationale Versorgung betrachtet. Der Netzausbau wie im NEP veröffentlicht ist überwiegend für den Transit- und Ringfluss durch Deutschland notwendig. Dies lässt deutlich erkennen, dass die ganze Planung eine Täuschung ist. Ein Systemwandel scheint nicht gewünscht zu sein, da dieser massiver Netzausbau im Prinzip die Grundlage für die Netzbetreiber ist, sich ihre Renditen zu sichern. Sie erstellen im NEP **nur Modelle, ohne den Istzustand (Leistungsdaten)** zu berücksichtigen. Somit ist der erforderliche Netzausbau eigentlich eine Darstellung der vier großen Übertragungsnetzbetreiber zu ihren Gunsten, um die Gewinne weiterhin zu sichern. **Das ganze Verfahren gehört auf den Prüfstand. Unabhängige Fachleute und Gremien müssen den Bedarf des Stromnetzausbaues erarbeiten. Nicht diejenigen dürfen den Ausbau planen, die am Netzausbau profitieren. Wir fordern einen Systemwechsel.**

Laut dem 2. Entwurf NEP Strom 2023-2037/2045 soll es keine Spitzenkappung mehr geben. Dies betrachten wir ebenfalls als nicht tragbar. Man plant das Netz dann so, dass alle vorhandene Energie transportiert werden kann.

Einer Veröffentlichung unserer Stellungnahme stimmen wir zu.

Mit freundlichen Grüßen





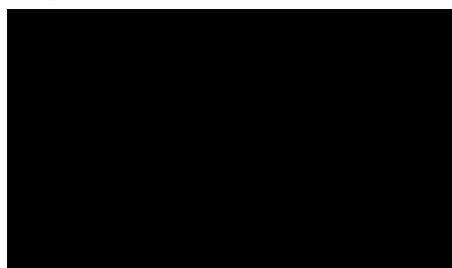
500042

Online-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 500042
Eingangsdatum: 20.11.2023
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation: BVMW e.V.
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:



Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

hiermit erhalten Sie unsere Stellungnahme zum zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans. Sie finden ihn auch als Anhang.

Entwurf des Netzentwicklungsplan Strom

Nach sorgfältiger Analyse des Netzentwicklungsplan (NEP) 2023 möchten wir Ihnen unsere Bedenken mitteilen. Wir haben festgestellt, dass das Zahlenwerk im Plan grundsätzlich nicht stimmig ist. Insbesondere klafft zwischen der erwarteten Last und den geplanten abrufbaren Kapazitäten eine große Lücke. Die geplante Versorgungssicherheit soll durch Gaskraftwerke sichergestellt werden, die zukünftig mit Wasserstoff betrieben werden sollen. Leider gibt es derzeit keine derartigen Kraftwerke, sondern lediglich eine erste Testanlage im Bau, die Wasserstoff verwenden können soll. Gasturbinen, die wahlweise Erdgas oder Wasserstoff verwenden können, sind bislang nicht bekannt. Wir sind der Meinung, dass Gasimporte für die Versorgungssicherheit keine langfristige Lösung darstellen. Trotzdem sind derzeit 50 neue Gaskraftwerke geplant, die nur über eine geringe Menge an Speichern verfügen. In Kombination mit Wasserkraft, Biomasse und anderen Energiequellen ergibt sich eine unzureichende sicher abrufbare Erzeugungskapazität von ca. 60 GW bei prognostizierten ca. 120-150 GW Last. Mit dieser Planungsbasis wären ca. 130 neue Gaskraftwerke notwendig.

Des Weiteren möchten wir darauf hinweisen, dass die geplanten Investitionssummen in keinem Verhältnis zum gesamtwirtschaftlichen Nutzen stehen. Bis 2037 sollen Stromtrassen für ca. 260 Milliarden € gebaut werden. Wenn man die aktuelle Strommenge von 500 TWh pro Jahr und die momentan garantierte Rendite von 6,91 % zugrunde legt, bedeutet das einen Anstieg der Netzentgelte von 3,59 ct/kWh um die Rendite zu finanzieren. Hinzu kommen noch Betriebskosten, wodurch ein Anstieg um 10-15 ct wahrscheinlicher ist. Zudem wird deutlich, dass eine Verschiebung des Stroms über größere Strecken aufgrund regionaler Unterschiede bei den Gestehungskosten der Erneuerbaren keinen wirtschaftlichen Sinn macht. Dies würde die Stromversorgung unnötig verteuern. Hinzu kommt, dass der vorliegende Netzentwicklungsplan nur die Planung auf der Übertragungsnetzebene betrachtet. Der dringendere Ausbau auf der Verteilnetzebene wird jedoch gar nicht berücksichtigt. Hier bestehen jedoch die größten Probleme: EE-Anlagen können teilweise nicht angeschlossen werden, weil die regionalen Netze nicht die Kapazität dafür haben. Und der Strom von den lokalen EE-Anlagen kommt nicht zu den benachbarten Verbrauchern.

Insgesamt möchten wir Sie bitten, unsere Bedenken sorgfältig zu prüfen und die Planungen des Netzentwicklungsplans zu überdenken. Wir sind der Meinung, dass die Vorgehensweise zur Netzplanung an die aktuellen Gegebenheiten angepasst werden sollte. Es gibt keine wenigen zentralen Erzeuger mehr, sondern eine Vielzahl von verteilten Erzeugern. Daher sollte das gesamte Verfahren so umgestellt werden, dass von der unteren Netzebene ausgehend geplant wird. Wie ein solches Verfahren aussehen könnte, würden wir gerne in weiterführenden Gesprächen erläutern.

Wir stehen Ihnen gerne für weitere Fragen und Diskussionen zur Verfügung.

Entwurf des Netzentwicklungsplan Strom

Nach sorgfältiger Analyse des Netzentwicklungsplan (NEP) 2023 möchten wir Ihnen unsere Bedenken mitteilen. Wir haben festgestellt, dass das Zahlenwerk im Plan grundsätzlich nicht stimmig ist. Insbesondere klafft zwischen der erwarteten Last und den geplanten abrufbaren Kapazitäten eine große Lücke. Die geplante Versorgungssicherheit soll durch Gaskraftwerke sichergestellt werden, die zukünftig mit Wasserstoff betrieben werden sollen. Leider gibt es derzeit keine derartigen Kraftwerke, sondern lediglich eine erste Testanlage im Bau, die Wasserstoff verwenden können soll. Gasturbinen, die wahlweise Erdgas oder Wasserstoff verwenden können, sind bislang nicht bekannt.

Wir sind der Meinung, dass Gasimporte für die Versorgungssicherheit keine langfristige Lösung darstellen. Trotzdem sind derzeit 50 neue Gaskraftwerke geplant, die nur über eine geringe Menge an Speichern verfügen. In Kombination mit Wasserkraft, Biomasse und anderen Energiequellen ergibt sich eine unzureichende sicher abrufbare Erzeugungskapazität von ca. 60 GW bei prognostizierten ca. 120-150 GW Last. Mit dieser Planungsbasis wären ca. 130 neue Gaskraftwerke notwendig.

Des Weiteren möchten wir darauf hinweisen, dass die geplanten Investitionssummen in keinem Verhältnis zum gesamtwirtschaftlichen Nutzen stehen. Bis 2037 sollen Stromtrassen für ca. 260 Milliarden € gebaut werden. Wenn man die aktuelle Strommenge von 500 TWh pro Jahr und die momentan garantierte Rendite von 6,91 % zugrunde legt, bedeutet das einen Anstieg der Netzentgelte von 3,59 ct/kWh um die Rendite zu

finanzieren. Hinzu kommen noch Betriebskosten, wodurch ein Anstieg um 10-15 ct wahrscheinlicher ist.

Zudem wird deutlich, dass eine Verschiebung des Stroms über größere Strecken aufgrund regionaler Unterschiede bei den Gesteungskosten der Erneuerbaren keinen wirtschaftlichen Sinn macht. Dies würde die Stromversorgung unnötig verteuern. Hinzu kommt, dass der vorliegende Netzentwicklungsplan nur die Planung auf der Übertragungsnetzebene betrachtet. Der dringendere Ausbau auf der Verteilnetzebene wird jedoch gar nicht berücksichtigt. Hier bestehen jedoch die größten Probleme: EE-Anlagen können teilweise nicht angeschlossen werden, weil die regionalen Netze nicht die Kapazität dafür haben. Und der Strom von den lokalen EE-Anlagen kommt nicht zu den benachbarten Verbrauchern.

Insgesamt möchten wir Sie bitten, unsere Bedenken sorgfältig zu prüfen und die Planungen des Netzentwicklungsplans zu überdenken. Wir sind der Meinung, dass die Vorgehensweise zur Netzplanung an die aktuellen Gegebenheiten angepasst werden sollte. Es gibt keine wenigen zentralen Erzeuger mehr, sondern eine Vielzahl von verteilten Erzeugern. Daher sollte das gesamte Verfahren so umgestellt werden, dass von der unteren Netzebene ausgehend geplant wird. Wie ein solches Verfahren aussehen könnte, würden wir gerne in weiterführenden Gesprächen erläutern.

Wir stehen Ihnen gerne für weitere Fragen und Diskussionen zur Verfügung.

Der Mittelstand. BVMW e.V. vertritt im Rahmen der Mittelstandsallianz über 30 Verbände. Die mehr als 300 Repräsentanten des Verbandes haben jährlich rund 800.000 direkte Unternehmerkontakte. Der Mittelstand. BVMW e.V. organisiert mehr als 2.000 Veranstaltungen pro Jahr.

Kontakt

Der Mittelstand. BVMW e.V.
Bereich Politik und Volkswirtschaft
Potsdamer Straße 7, 10785 Berlin
Telefon: + 49 30 533206-0, Telefax: +49 30 533206-50
E-Mail: politik@bvmw.de; Social Media: @BVMWeV



500043

Online-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 500043
Eingangsdatum: 20.11.2023
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Bundesverband Windenergie Offshore e.V.
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:

Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

vielen Dank für die Gelegenheit zur Stellungnahme zum zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom.
Im Anhang finden Sie unsere Stellungnahme.

Mit freundlichen Grüßen

STELLUNGNAHME

des
Bundesverbands Windenergie Offshore e.V. (BWO)

zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans

20. November 2023



BWO

Bundesverband
Windenergie
Offshore e.V.

1	ZUSAMMENFASSUNG DER BWO-STELLUNGNAHME	3
2	STELLUNGNAHME IM DETAIL	4
2.1	ALLGEMEINE KOMMENTARE UND HINWEISE	4
2.2	KAPITEL 1: KOOPERATIONSPFLICHTEN	4
2.3	KAPITEL 4: GRENZKORRIDORE	4
2.4	KAPITEL 5: NETZSTABILITÄT	6
2.5	KAPITEL 6: SYSTEMPLANUNG	7
3	ZUM BEGLEITDOKUMENT: SYSTEMSTABILITÄT	8
3.1	KAPITEL 3: MONETANRESERVE	8
3.2	KAPITEL 4: KURZSCHLUSSLEISTUNGSVERHÄLTNIS	8

1 Zusammenfassung der BWO-Stellungnahme

Die aktuelle Fortschreibung des Netzentwicklungsplans (NEP) sieht erstmals ein Klimaneutrales Stromnetz vor. Mit dieser Konsultation des nun zweiten Entwurfs des NEP erfolgt daher ein weiterer Schritt zur gesetzlichen Festlegung dieses Klimaneutralitätsnetzes. Mit dem deutlichen Zuwachs an Erneuerbaren ändern sich die Aufgaben, die das Netz zu erfüllen hat - sowohl netztechnisch als auch hinsichtlich der geografischen Verteilung von Stromerzeugern und -verbrauchern. Die Fortschreibung des NEP ist damit eine wichtige Voraussetzung für das Gelingen der Offshore-Energiewende.

Der BWO hat in diesem Zusammenhang einige Anmerkungen zum nun vorliegenden zweiten Entwurf des NEP:

- **FEP und NEP besser miteinander verzahnen:** der Netzentwicklungsplan und der Flächenentwicklungsplan werden bislang unabhängig voneinander konsultiert. Das führt zu unnötigen Schnittstellen und Koordinierungsproblemen. Wir plädieren dafür, diese Konsultationen besser miteinander zu verzahnen.
- **Neue Grenzkorridore dringend erforderlich:** ein entscheidender Engpass des Offshore Ausbaus sind die limitierten Flächen für Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) im Küstenmeer (Grenzkorridore). Vor allem im niedersächsischen Küstenmeer haben einige Grenzkorridore bereits die Kapazitätsgrenze erreicht. Der NEP sollte für zukünftige FEP-Fortschreibungen den langfristigen Bedarf und die optimalen Standorte für zusätzliche Grenzkorridore prüfen.
- **Momentanreserve zusätzlich über Marktmechanismen beschaffen:** Das zukünftige Stromnetz benötigt eine ausreichende Menge an Momentanreserve. Es sollte geprüft werden, ob diese Reserve auch über Marktmechanismen ausgeschrieben werden kann.
- **Mehr methodische Transparenz:** Wir begrüßen, dass die ÜNB neue Innovationen zur Netzplanung im NEP anwenden. Die durch Algorithmen unterstützte „Metaheuristik“ kann die Netzplanung deutlich optimieren. Bislang sind die Funktion dieser Metaheuristik und vor allem die eingepflegten Variablen nicht offengelegt. Wir bitten hier um mehr Transparenz für alle Stakeholder.
- **Mehr Kostentransparenz im Netzausbau:** Der NEP trifft Annahmen zu Kosten verschiedener Netzausbaumaßnahmen. Wir bitten zu prüfen, ob diese vollständig sind. Zudem sollten die Ergebnisse die Sensitivitätsbetrachtung des NEP integriert werden.

2 Stellungnahme im Detail

2.1 Allgemeine Kommentare und Hinweise

FEP und NEP besser miteinander verzahnen

Der Netzentwicklungsplan bildet zusammen mit dem Flächenentwicklungsplan (FEP) die Grundlage für den Ausbau der Offshore Windenergie und der dazugehörigen Netze. Im FEP werden unter anderem für Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) die Trassenverläufe, Vorgaben für die Offshore-Netzvermaschung als auch Anforderungen an die Kabelverlegung festgelegt. Im NEP wiederum wird die langfristige Netzplanung inkl. der zu verwendenden Grenzkorridore festgelegt.

Die Schnittstelle zwischen den beiden Planungsdokumenten ist in vielen Fragen jedoch unklar. Die Dokumente werden unabhängig voneinander fortgeschrieben. Dies kann zu unnötigen Koordinierungsproblemen führen. Die zeitlichen Überschneidungen der Konsultation des FEP und des NEP bringen für die Konsultation beider Dokumente Unsicherheiten.

Die Nutzung des nicht festgelegten Entwurfs des FEP 2023 zur räumlichen Zuordnung von Flächen und Grenzkorridoren jenseits der Schifffahrtsstraße 10 zeigt, dass diese asymmetrische Fortschreibung nicht nur für Betreiber, sondern auch für Übertragungsnetzbetreiber und die Planungsbehörden herausfordernd ist.

Konkret ist absehbar, dass durch diese asymmetrische Planung die Trassenverläufe der ONAS suboptimal verlaufen werden und so Flächenkonflikte um die begrenzten Flächen verschärft werden könnten. Dabei sollte beachtet werden, dass die Lage der ONAS-Kabel nicht die Flächenkulisse für OWPs, Wasserstoffleitungen oder andere Infrastruktur einschränken.

Wir bitten daher die zuständigen Behörden, vor allem die BNetzA und das BSH die Planungsprozesse des FEP und des NEP besser miteinander zu verzahnen und so den Aufwand für alle Beteiligten zu reduzieren und eine langfristige Planungssicherheit zu gewährleisten.

2.2 Kapitel 1: Kooperationspflichten

Kapitel 1.1 wird festgestellt, dass die Kooperationspflichten zwischen Verteilnetzbetreiber (VNB) und ÜNB sich weiter verstärken werden. Vor allem bei der Erstellung des NEP.

Der NEP basiert unter anderem auf einem Szenarien- und zeitgerechten Ausbau der Verteilnetze. In dieser Hinsicht bitten wir zu prüfen, ob aus Sicht der ÜNB alle hierfür notwendigen Planungsprozesse implementiert worden sind oder ob weiterhin Bedarf besteht, diese durch weitere gesetzgeberische oder regulatorische Maßnahmen zu implementieren?

Falls weitere Maßnahmen erforderlich wären, bitten wir zu prüfen, welche Maßnahmen dies aus Sicht der ÜNB gegebenenfalls sein müssten?

2.3 Kapitel 4: Grenzkorridore

Kapitel 4.2.1: Neue Grenzkorridore dringend erforderlich:

Durch die Ausweisung neuer Flächen am Rand der Schifffahrtsstraße 10 durch den Vorentwurf des Flächenentwicklungsplans 2024 wird es absehbar zu einigen Veränderungen im Zeitverlauf sowie in der Zuordnung zwischen Flächen, Anbindungssystemen (ONAS),

Grenzkorridoren zwischen Küstenmeer und AWZ sowie den landseitigen Netzverknüpfungspunkten kommen.

Durch diese Veränderungen und weil einige Grenzkorridore bereits voll belegt sind, können einige ONAS nicht auf dem kürzesten Weg durch AWZ, Küstenmeer und landseitig zum entsprechenden Netzverknüpfungspunkten geführt werden. Dies erhöht die Leitungslänge, die Kosten und könnte zu Flächenkonflikten führen.

Daher wollen wir in diesem Punkt dazu ermutigen, zeitnah mit den für die Raumplanung verantwortlichen Stellen zusammenzuarbeiten, um eine Erweiterung und neu Definition von Grenzkorridoren zu erreichen. Während der FEP Grenzkorridore festlegt, sollte es Bestandteil des NEP sein, die Zahl und optimalen Standorte für zukünftige Grenzkorridore zu prüfen, damit die Ergebnisse dieser Prüfung in die nächste Fortschreibung des FEP eingebracht werden kann.

Dies könnte zu einem effizienteren Trassenverlauf führen und somit die Kosten des Offshore-Netzes im Interesse der Endverbraucher mindern.

Kapitel 4.2.4: Mehr Kostentransparenz im Netzausbau

Tabelle 24 stellt die verschiedenen erwarteten Kostenpunkte des Offshore Netzausbaus vor. Dabei werden die Kosten für DC-Leistungsschalter nicht explizit aufgeführt. Da die DC-Leistungsschalter aber als eine „neue Technologie“ in den Markt eingeführt werden, wäre es sinnvoll, auch Kosten für diese Technologie mit aufzuführen und diese nicht unter „Kosten für Nebenanlagen“ zu verstecken.

DC-Leistungsschalter werden nach heutigem Kenntnisstand groß und teuer. Daher ist eine Sensitivitätsbetrachtung sinnvoll und sollte bereits heute im Rahmen des NEP möglich sein. Wir bitten daher darum, die Ergebnisse der Sensitivitätsbetrachtung in den NEP zu integrieren.

Kapitel 4.2.5: Vernetzung

Nationale Vernetzung

Wir begrüßen das Vorhaben, die Offshore-Vernetzung zu beschleunigen. Dadurch können nicht nur Engpässe im landseitigen Netz reduziert werden, sondern auch die Resilienz des Offshore-Netzes vor Sabotage oder Unfällen gesteigert werden. Daher sollte die Offshore Netzvermaschung zügig vorangetrieben werden.

Durch die neue Funktion des vermaschten Offshore-Netzes als Entlastung des Onshore-Netzes kann es potenziell eine Konkurrenz zur Offshore Wind Einspeisung gegeben. Es ist daher sicherzustellen, dass der Transport von Offshore Windenergie zu den Nachfragezentren Primärzweck bleibt und die OWPs nicht schlechter gestellt werden.

Internationale Vernetzung

Hier wird auf eine mögliche Vernetzung des ONAS NOR-x-8 mit der dänischen AWZ hingewiesen. Unklar ist jedoch, ob diese Überlegung auch im NEP berücksichtigt wurde.

Wir bitten um Klarstellung, ob diese konkrete internationale Vernetzung im NEP berücksichtigt wurde.

Rechtssicherheit für OWP bei internationaler Vernetzung: Die Plattformen NOR-9-4 und NOR-9-5 sollen einerseits miteinander vernetzt werden, zusätzlich soll entsprechend dem FEP-Vorentwurf die Plattform NOR-9-4 Teil eines internationalen hybriden Interkonnektors zu den Niederlanden werden. Die entsprechende Fläche soll bereits im Jahr 2025 ausgeschrieben werden. Abgesehen von den technischen Herausforderungen dieser hybriden Vernetzung möchten wir

auf einen rechtssicheren Rahmen auf europäischer und nationaler Ebene drängen, bevor ein Ausschreibungsverfahren dieser Flächen starten kann.

2.4 Kapitel 5: Netzstabilität

Kapitel 5.2.3: Definition von Auslastung

Das N-1 Prinzip ist ein elementarer Planungsgrundsatz für die Netzstabilität bei der Netzplanung. In Kapitel 5.2.3 wird klargestellt, dass im Fall eines Ausfalls eines Netzelements die „maximale Auslastung einer Leitung 100 % aus Gründen der Sicherstellung der Systemsicherheit in der Regel nicht überschreiten“ darf (Siehe auch Kapitel 4.5, „Bewertung der Systemstabilität“).

Hier ergibt sich für uns die Frage, wie „100% Auslastung“ definiert wird. Konkret ist die Frage offen, ob 3,6 kA oder 4 kA bei einem „4000-A-Stromkreis“ angenommen werden. Zudem ergibt sich die Frage, wie die aufgezeigten Stabilitätsgrenzen bzgl. der maximalen Auslastung berücksichtigt werden.

Wir bitten um eine transparente Darstellung der zugrunde liegenden Annahmen.

Kapitel 5.4: Bewertung der Stabilität

In diesem Kapitel werden verschiedene Maßnahmen zur Verbesserung der Systemstabilität vorgeschlagen. Unter anderem:

- Netzdienliches Verhalten von Elektrolyseuren;
- die Menge und technische Ausgestaltung zusätzlicher Blindleistungskompensationsanlagen;
- die Höhe der dynamischen Netzstützung umrichterbasierter Erzeugungsanlagen;
- die Beschränkung der Engpassströme auf ausgewählten Transitkorridoren;
- die Verstärkung der Transitkorridore durch Netzausbau;
- eine kurzzeitige Entlastung der Transitkorridore über Systemautomatiken (Einspeisunterbrechung in Norddeutschland im Sekundenbereich);

Dabei wird klargestellt, dass die „genaue Ausgestaltung und Dimensionierung der Gegenmaßnahmen in weiterführenden Untersuchungen betrachtet werden“ soll.

Da die Gegenmaßnahmen maßgeblichen Einfluss auf Betreiber von Offshore Windparks haben, bitten wir um eine Klarstellung des Planungsprozesses. Im Konkreten der Zeitpunkt, zu welchem weiteren Ergebnissen der geplanten Sensitivitätsanalysen veröffentlicht werden sollen.

Kapitel 5.5.6: Mehr Methodische Transparenz

Wir begrüßen, dass die ÜNB mit der innovativen Methode der „Metaheuristik“ ein deutlich größeres Spektrum an Planungsszenarien für den Netzausbau prüfen können. Dadurch kann die Netzplanung schnell optimiert werden. Wichtig ist, dass die Funktion dieser Metaheuristik transparent für alle Stakeholder dargestellt wird. Die Variablen, nach denen der Algorithmus der Metaheuristik Szenarien untersucht, sind bislang unbekannt. Idealerweise sollten die eingesetzten Variablen des Algorithmus nicht nur öffentlich bekannt sein, sondern Bestandteil der Konsultation des NEP sein.

Am NEP-Informationstag am 17.10.2023 wurde von BNetzA-Vertretern ausgesprochen, dass die ÜNB dringend ausreichende Informationen zu diesem Planungswerkzeug veröffentlichen sollten, um für die notwendige Transparenz zu sorgen. Diese Bemühungen unterstützen wir.

2.5 Kapitel 6: Systemplanung

Kapitel 6.3:

Hinsichtlich der Vernetzung von HGÜ-Systemen stellen die ÜNB im NEP fest, dass zur Realisierung der HGÜ-Vernetzung „*technologische, betriebliche und regulatorische Hemmnisse sowie weitere Risiken beispielsweise im Hinblick auf Haftungsfragen*“ abzubauen sind.

Wir bitten um eine Klarstellung

1. Welche Hemmnisse und Risiken dies im Detail aus Sicht der ÜNB sind.
2. Bis wann müssten diese wie abgebaut werden, um die Vorteile vermaschter HGÜ-Systeme unverzögert nutzen zu können?

Wie bereits an anderer Stelle angemerkt, begrüßen wir die Offshore Vernetzung aus verschiedenen Gründen. Die Multi-Terminal Systeme (MT-Systeme) sind ein wichtiger Bestandteil der Offshore Vernetzung. Im Kapitel 6.3 wird die Option einer Nachrüstung von MT-Systemen in Erwägung gezogen, sofern diese Option bereits bei der Projektumsetzung berücksichtigt wurde.

Diesen Ansatz begrüßen wir ausdrücklich, um auch zu einem späteren Zeitpunkt Optimierungsmaßnahmen vorzunehmen.

Kapitel 6.3.2

Wie bereits im 1. NEP-Entwurf skizziert, müssen aus unserer Sicht die Optionen zu Vermaschung der Onshore-Netzes und ONAS HGÜ-Systeme sowie die Etablierung von HGÜ-Hubs unbedingt genutzt werden.

Kapitel 6.6

Integrierte Systemplanung

Wir begrüßen den Ansatz der integrierten Systemplanung. Dieser sollte unverzüglich implementiert werden.

Um die Implementierung zu beschleunigen, bitten wir um Klarstellung, welche Hemmnisse hierzu (gesetzgeberisch, regulatorisch etc.) aus Sicht der ÜNBs abgebaut werden müssten.

3 Zum Begleitdokument: Systemstabilität

3.1 Kapitel 3: Monetanreserve

Kapitel 3.2.2.

In Kapitel 3.2.2. werden die Potenziale für Momentanreserve verschiedener Erzeugungstechnologien vorgestellt. Dabei werden auch Offshore Windparks für Bereitstellung von Momentanreserve in Erwägung gezogen.

Eine Bereitstellung von Momentanreserve durch Offshore Windparkbetreiber kann nur dann erfolgen, wenn die HGÜ-NAS der ÜNB entsprechend entworfen und betrieben werden.

Der Zeitpunkt, ab wann diese Grundvoraussetzung seitens der ÜNB erfüllt werden kann, ist noch offen. Wir bitten darum, dass im NEP dafür ein verbindliches Datum festgelegt wird.

Kapitel 3.3.1.4

In Kapitel 3.3.1.4. wird festgestellt, dass die Bedarfe an positiver und negativer Momentanreserve „nur mit Hilfe der getroffenen, sehr optimistischen Annahmen gedeckt werden“ können.

Für den wahrscheinlichen Fall, dass diese Annahmen wie beschrieben unzutreffend sein sollten, bitten wir um eine Klarstellung, welche Maßnahmen vorgeschlagen werden, um die notwendige Momentanreserve im Netz sicherzustellen.

Wir regen in diesem Zusammenhang an zu prüfen, ob weitere Kapazitäten der Momentanreserve über den Markt beschafft werden können.

Kapitel 3.4

In Kapitel 3.4. wird als Maßnahme zur Erschließung weiterer Momentanreservekapazitäten die „Schaffung von Anreizen, um regionale Verteilung zu verbessern“ vorgeschlagen.

An dieser Stelle bitten wir ebenfalls zu prüfen, ob eine marktliche Beschaffung diese Anreize setzen könnte.

Aus Sicht des BWO wird eine zu hohe „Ausstattung aller zukünftigen (Erzeugungs-)Anlagen mit einem anlagenspezifischen Mindestbeitrag an Momentanreserve“ dieses Problem nicht kosteneffizient lösen und muss daher unbedingt vermieden werden.

3.2 Kapitel 4: Kurzschlussleistungsverhältnis

Kapitel 4.3.2:

Wir begrüßen, dass der „Short Circuit Ratio“¹ (SCR) mit dem „Enhanced Short Circuit Ratio“ (ESCR) als Wert, um das Stabilitätsverhalten von netzbildender als auch netzfolgender Erzeugung zu bewerten, ersetzt wird. Wichtig ist, dass die Nutzung der ESCR auch in zukünftigen VDE-FNN TARs zwingend angewandt werden, um Netzanalysen und TARs zu vereinheitlichen.

¹ Kurzschlussleistungsverhältnis auf Deutsch

Kapitel 4.5.:

Kapitel 4.5. stellt klar, dass „eine Stromkreisauslastung größer als 3,6 kA einen erheblichen Einfluss auf die transiente Stabilität hat“ und daher „die Freigabe von Stromkreisauslastungen größer 3,6 kA auf einzelnen Stromkreisen durch Stabilitätsuntersuchungen geprüft werden muss“ .

Wir bitten um Klarstellung, ob dieser Umstand bei den Ausfallrechnungen und Belastungsanalysen berücksichtigt wird.

Kontakt

Bundesverband Windenergie Offshore e.V.
Spreeufer 5
10178 Berlin
info@bwo-offshorewind.de
Tel.: +49 30 28 44-4650



500044

Online-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 500044
Eingangsdatum: 20.11.2023
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:

Team Orangebuch



Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme: Den etwas längeren Text entnehmen Sie bitte dem Upload.
Bestätigen Sie den bitte den Eingang meines Konsultationsbeitrages per E-Mail

50Hertz Transmission GmbH
Heidestraße 2
10557 Berlin

TenneT TSO GmbH
Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth

Amprion GmbH
Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund

TransnetBW GmbH
Pariser Platz
Osloer Straße 15–17
70173 Stuttgart

Halle, 19.11.2023

Konsultationsbeitrag

zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2023,
2. Entwurf der ÜNB

unter [Einbeziehung der „Vorläufigen Prüfungsergebnisse
der Bundesnetzagentur“ vom 08.09.2023](#)

Erstellt von [REDACTED]
Weinbergweg 23
06120 Halle
E-Mail: [REDACTED]

Kernaussagen sind **rot** hervorgehoben.

Sehr geehrte Damen und Herren,

als seit langem an der Energiepolitik Deutschlands interessierter Bürger positioniere ich mich zu Ihrem zweiten Entwurf des NEP 2037/45 wie folgt:

A – Allgemeines

A1: Ihr aktueller Entwurf eines NEP orientiert sich stark an den Zahlen des korrespondierenden letzten Szenariorahmens. **Allerdings können diese Zahlen durch den Kunstgriff der BNetzA, „endogenen Zubau“ von Gaskraftwerken zu erfinden, definitiv nicht als valide Grundlage für einen NEP dienen. Es völlig unklar, wo diese zusätzlichen Kapazitäten installiert werden sollen, obwohl dies massive Konsequenzen für den Netzausbau hat (Rechnungen in C2, Folgerung in C3). Damit ist Ihr NEP von vornherein wertlos.**

Nach dem strategischen Eingriff der BNetzA in die Voraussetzungen für den Netzausbau ist es wenig sinnvoll, das im zweiten Entwurf des NEP enthaltene Zahlenmaterial im Detail zu diskutieren. Kern meiner Kritik werden daher im Wesentlichen nur die logischen Implikationen des „endogenen Zubaus“ sein.

A2: Sie präsentieren sich als durch die BNetzA „regulierte Unternehmen“ (S. 17, 1.1)

In §11 des Energiewirtschaftsgesetzes sind die Pflichten der ÜNB beschrieben: „Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“ Als regulierte Unternehmen müssen sich die ÜNB dabei nach den Rahmenvorgaben der BNetzA richten.

Anhand der Tatsache, dass Sie als ÜNB beim Netzdesign durch die Veröffentlichung neuer Szenariorahmen das Erstvorschlagsrecht für sich beanspruchen, konstatiere ich als Bürger erhebliche Defizite in dieser Regulierung. Insbesondere können Sie lt. Gesetz sogar Einwände geltend machen, wenn „wirtschaftliche Unzumutbarkeit“ (weites Feld, gespannt von „tatsächlich unzumutbar“ bis „die Shareholder hätten gern mehr Dividende“) vorliegt.

A3: Sie behaupten, dass sich der im Vorfeld zum NEP erstellte Szenariorahmen an den energiepolitischen Zielen der Bundesregierung orientiert (Abschnitt 1.3.1). Ich setze dem die Behauptung entgegen, dass vielmehr Sie als ÜNB gemeinsam mit den großen Stromproduzenten vorgeben, was wann warum wie im Umfeld der Energiewirtschaft getan werden muss. Mich würde in diesem Zusammenhang interessieren, inwieweit Sie bzw. von Ihnen beauftragte Juristen an der Formulierung des aktuellen, im Kern untauglichen EnWG beteiligt waren.

B – Strategie

B1: Wie schon der Szenariorahmen ist auch der aktuelle NEP-Entwurf ungeeignet, die politischen Ziele einer dekarbonisierten deutschen Gesellschaft 2045 zu erreichen. Die ausgewiesenen EE-Erzeugerkapazitäten sind hierfür ungenügend. Das Eingeständnis, Deutschland wird zunehmend Strom importieren müssen, ist in diesem Zusammenhang korrekt (u.a. S. 61 unten). Immerhin erkennt der zweite Entwurf an, dass das Thema Versorgungssicherheit nicht nur auf die Netze beschränkt werden kann. Insofern sollte sich die Politik hierzu zeitnah äußern, zumal für mich nicht erkennbar ist, dass ein noch so gut ausgebautes europäisches Verbundnetz die klar erkennbaren Erzeugerdefizite ausgleichen kann, von denen die meisten deutschen Anrainerstaaten in gleicher Weise betroffen sind.

Ihrem Enthusiasmus, erstmalig ein Stromnetz zu beschreiben, „*das die Erreichung der Klimaneutralität ermöglicht*“, kann ich demnach nicht folgen.

B2: Sie behaupten im Vorwort, S. 13 Mitte:

Fossile Energieträger spielen in dem klimaneutralen Energiesystem keine Rolle mehr. Es kommen in dem volatilen System nur noch regelbare Wasserstoff-Kraftwerke zum Einsatz, um bei geringer Einspeisung von Strom aus Wind- oder Solarenergie Versorgungssicherheit und Netzstabilität zu gewährleisten.

Das Zitat bezieht sich auf die politisch angepeilte Situation im Jahre 2045.

Auf Seite 242, dritter Absatz findet sich dann folgende Aussage:

Zudem werden Importe von Energieträgern oder anderweitig zum Einsatz kommende Treibhausgase nicht in die CO₂-Bilanz für Deutschland eingerechnet.

Ich sehe hier einen Widerspruch. Man könnte auch sagen: Das ist Greenwashing.

B3: Ob die privatwirtschaftliche Organisation öffentlich bedeutsamer Infrastruktur (hier des überregionalen Stromnetzes) ein geeignetes Mittel zur Minimierung der Netzentgelte für Bürger, KMUs und GHD ist, sei zunächst dahingestellt. Dass Sie als ÜNB rein betriebswirtschaftlich an der Forcierung des Netzausbaus interessiert sind, unterstreichen Sie mit folgendem Zitat (S.13, Vorwort):

Konkret bedeutet dies, dass zum Erreichen der Klimaneutralität noch einige tausend Kilometer Freileitungen und Erdkabel optimiert, verstärkt und neu gebaut werden müssen. Das ist notwendig, um Strom vom windreichen Norden und von der Nord- und Ostsee in jene Regionen Deutschlands zu transportieren, in denen es einen Mangel an Erzeugungskapazitäten bei gleichzeitig hohem Strombedarf gibt. Eine stärkere Einbettung in den europäischen Strombinnenmarkt ermöglicht einen weiträumigeren Energieaustausch über Ländergrenzen hinweg.

Sie bedienen sich dabei der altbekannten Argumente des Stromüberschusses im windreichen Norden, dem ein Strommangel im hochindustrialisierten Süden entgegensteht. Gerade im Zusammenhang mit dem „endogenen Zubau“ von Gaskraftwerksleistung (s. **C2** und **C3**) sollten Sie diesen Ansatz dem Publikum nicht länger als alternativlose volkswirtschaftliche Notwendigkeit verkaufen und dabei mehrfach im Text darauf hinweisen, dass Sie um Kostenminimierung im Sinne gesamtwirtschaftlicher Betrachtungen bemüht sind. Die korrekte These muss m.E lauten: **Kostenminimierungen für die deutsche Volkswirtschaft sind gleichbedeutend mit Gewinneinbußen für die ÜNB.**

B4: Die von Ihnen vermittelten Prämissen sind keinesfalls alternativlos, auch wenn Sie, wenn es gerade passt, politische Rückendeckung für sich in Anspruch nehmen (S.13, Vorwort):

Der NEP orientiert sich dabei an den Zielstellungen der Bundesregierung, die die Vorgaben beim Ausbau der erneuerbaren Energien an Land und auf See noch einmal deutlich angehoben hat.

Können Sie einen Nachweis dafür erbringen, dass es tatsächlich die originäre Idee der **Politiker** war, 70 GW Windkraft bis 2045 in Nord- und Ostsee zu installieren? Oder folgt dieser Ansatz nicht vielmehr Ihrer, durch betriebswirtschaftliche Interessen geprägten „fachlichen Expertise“? 70 GW offshore Windkraft erfordern

selbstredend den Ausbau der Übertragungsnetze. Wer die Aufträge für die genannten 70 GW netto bzw. 74 GW inklusive Repowering ausführt, soll angeblich auf einem anderen Blatt stehen, lässt man die immer noch vorhandene enge Verflechtung der ÜNB mit den großen Stromproduzenten beiseite.

Die Alternative zu offshore Wind ist der massive Ausbau dezentralisierter EE-Erzeugung, die vom Bürger selbst als Prosument ausgestaltet werden kann. Rein rechnerisch gibt es in Deutschland PV-Potenzial allein an Gebäuden von nahezu einem Terawatt Leistung; Freiflächen, Verkehrswege, Agri-PV nicht eingerechnet. Sie weisen weniger als die Hälfte davon für 2045 als „wünschenswert“ aus. Um hohe PV-Leistungen zu integrieren, wären lediglich eine moderate Ertüchtigung der Verteilnetze und eine ausreichende Speicherinfrastruktur notwendig, kein gigantischer Ausbau der Übertragungsnetze, wie Sie ihn planen, einzig weil Sie als Unternehmen davon profitieren.

B5: Ihre grundsätzlichen Aussagen zu mehr Flexibilität (S. 13, Vorwort) finden meine volle Zustimmung. Ich sehe jedoch ein erhebliches weiteres Flexibilisierungspotenzial, das an den **Jahreszyklus** gebunden ist. Z.B. könnte die teilweise Stilllegung/Drosselung energieintensiver Produktion im Winter einen wichtigen Beitrag leisten, um Erzeugung und Bedarf jederzeit im Gleichgewicht zu halten, was insbesondere in den Monaten Dezember und Januar mit den höchsten strukturellen Erzeugungsdefiziten eine Herausforderung darstellt. Eine saisonale Flexibilisierungsoption wird im Text jedoch nicht einmal erwähnt, obwohl sie ebenfalls sowohl Redispatch- als auch Netzausbaukosten senken würde.

B6: Sie postulieren erneut das Primat des Marktes (vor den physikalischen Gesetzen, S. 18 1.3.2):

Ziel der Marktsimulation ist die Nachbildung des bestehenden europäischen Strommarktes. Dieser sorgt dafür, dass in allen angeschlossenen Ländern der Kraftwerkseinsatz zu jedem Zeitpunkt so gewählt wird, dass der Strombedarf europaweit gedeckt und die Kapazität des grenzüberschreitenden Energieaustauschs nicht überschritten wird.

Ihre Marktsimulation dürfte aus mehreren Gründen keine validen Ergebnisse liefern:

- a) politische Einflüsse, die extreme Auswirkungen auf die Preisgestaltung haben (und schon hatten),
- b) unvorhergesehene (aber mittlerweile deutlicher vorhersehbare) Ereignisse im Zusammenhang mit dem fortschreitenden Klimawandel, die schon in der Vergangenheit die Möglichkeiten der Stromerzeugung stark beeinflusst haben (z.B. Niedrigwasser, unzureichende Kühlung französischer AKW, zukünftig weniger Ertrag aus alpiner Wasserkraft),
- c) Börsenspekulationen, die die durch a) und b) ausgelösten Schockwellen verstärken.

Das durch eine Marktsimulation generierte europäische Rundum-Sorglos-Netz kann ich deshalb nicht erkennen und würde eine Planung befürworten, die sich stärker an den physikalischen Fakten orientiert.

Nebenbei gesagt wehre ich mich in diesem Zusammenhang gegen die Verwendung des Begriffes „Kraftwerkseinsatz“, zumal Kraftwerke i.S. des Wortes zumindest bei der von mir favorisierten, fokussiert dezentralen Erzeugung keine herausragende Rolle mehr spielen.

B7: Auf Seite 36, 2.4.1 verweisen Sie um Zusammenhang auf haushaltsnahe Flexibilitäten auf variable Strompreise für Endkunden.

Der genehmigte Szenariorahmen geht davon aus, dass der Verbrauch der privaten Haushalte zukünftig in hohem Maße durch einen variablen Preis für Endkunden beeinflusst wird.

Ich hoffe sehr, dass variable Strompreise für Endkunden zeitnah tatsächlich realisiert werden können. Zu klären bleibt die Art und Weise der technischen Realisierung.

Sinnvoll wären darüber hinaus dynamische regionale Strompreiszonen, die einen weitaus größeren Effekt auf den Netzausbau bzw. dessen Minimierung haben würden. U.a. könnte man Industrieinvestitionen im Norden durch niedrigere Strompreise befördern, während deutlich höhere Strompreise im Süden perspektivisch zur Stilllegung dort ansässiger industrieller Großverbraucher führen würde. Auf diese Weise ließe sich das von Ihnen behauptete Nord-Süd-Gefälle innerhalb Deutschlands (in Wirklichkeit reicht es mindestens bis in die Industriegebiete Norditaliens) im Angebot stark minimieren. **Im Übrigen würde dies tatsächlich dem prinzipiellen marktwirtschaftlichen Ansatz folgen, dass Preise durch Nachfrage und Angebot bestimmt werden.**

B8: Sie unterlassen die nähere Untersuchung der Flexibilitätsoption „vehicle-to-grid“, obwohl diese sehr wirkmächtig sein könnte (S. 37, letzter Satz, vorletzter Absatz). Ich halte diesen Ansatz für falsch.

Schon im Jahr 2030 wird es in Deutschland mindestens 15 Mio. batteriegetriebene PKW geben. Unter vorsichtiger Schätzung (15 Mio. * 40 kWh durchschnittliche Kapazität einer PKW-Batterie) ergibt sich daraus eine gesamte Batteriekapazität von 600 GWh. Davon stehen Teile rein statistisch definitiv **immer** als Flexibilitätsoption zur Verfügung. Die Realisierung steht und fällt mit den für „vehicle-to-grid“ geltenden gesetzlichen Grundlagen, insbesondere der Vergütung der von den Fahrzeughaltern tatsächlich bereit gestellten Kapazitäten. Mit der Weiterentwicklung der Batterietechnologie laufen Gegenargumente a la „vorzeitige Batteriealterung durch zusätzliche Ladezyklen“ zunehmend ins Leere.

B9: Standort der Elektrolyseure zur Wasserstoffgewinnung (S. 40). Diesem Ansatz stimme ich grundlegend zu. Allerdings wird er durch die Tabellen, die den Abbildungen 14 (S. 53) und 17 (S. 56) zugehörig sind, mMn infrage gestellt. Dort sind für Bayern nach meinem Dafürhalten deutlich überzogene Elektrolysekapazitäten ausgewiesen, was den von Ihnen behaupteten Strommangel im Süden verschärfen würde. Frage dazu: Sind Bayern in seiner Gesamtheit oder Teile davon nun Regionen/Netzknoten mit negativer Jahresresiduallast oder nicht? **Das Charmante an der öffentlichen Konsultation besteht für Sie darin, weder auf diese noch auf andere Fragen irgendeines Konsultationsteilnehmers antworten zu müssen.**

Zur Ermittlung eines bedarfsgerechten Netzausbaus sollen die Standorte der Elektrolyseure möglichst wenig belastend oder sogar entlastend auf die Übertragungsnetze wirken. Dazu werden die Elektrolyseure so platziert, dass sie hohe lokale Überschüsse aus erneuerbaren Energien ausgleichen können, um eine Belastung der Stromnetze und eine Abregelung von Erzeugungsanlagen zu vermeiden. ... Elektrolyseleistung wird dabei nur Regionen beziehungsweise Netzknoten mit negativen Jahresresiduallasten, also regionalen Erzeugungsüberschüssen aus erneuerbaren Energien, zugewiesen. Der lokale Umfang der Elektrolyseleistung ergibt sich gewichtet aus der Höhe der negativen Jahresresiduallast.

Die Verortung der Elektrolyseure wird unter Berücksichtigung der neu ermittelten Netzausbaumaßnahmen mit dem Ziel angepasst, die deutschlandweiten Engpässe im Übertragungsnetz zu reduzieren.

Den folgenden Markt-Regelmechanismus halte ich für fragwürdig:

Der Strompreis darf dabei maximal so hoch sein, dass unter Berücksichtigung von Umwandlungsverlusten (Wirkungsgrad von 70%) die Kosten für die Erzeugung von Wasserstoff unterhalb des angenommenen Wasserstoffpreises liegen.

Wasserstoff könnte z.B. so teuer sein, dass sich seine Erzeugung aus Strom auch dann noch lohnt, wenn Strom Mangelware (damit teuer, aber nicht teuer genug) ist. Im anderen Extremfall ist Wasserstoff billig genug, dass sich seine Erzeugung selbst aus EE-Quellen nicht mehr rentiert. Man schaltet dann Windkraftanlagen lieber in Segelstellung als deren Energieüberschuss sinnvoll zu nutzen?

Die zuerst genannte Situation dürfte weit häufiger auftreten als die zweite. Dass sie von den Marktteilnehmern im Sinne der Gewinnmaximierung ausgenutzt werden würde, legen die Erfahrungen mit dem spekulativen Handel mit Regelernergie mehr als nur nahe. Dies birgt m.E. aufgrund der hohen geplanten Elektrolyse-Kapazitäten erhebliche Gefahren für die Versorgungssicherheit und Netzstabilität in sich.

Unverständlich für mich ist, dass Sie den Betrieb vom Stromnetz isolierter Elektrolyseure, die ihren Strom etwa aus Windkraftanlagen/Solarparks in unmittelbarer Nähe beziehen, nicht weiter betrachten. Diese Konstellation hätte gleich mehrere Vorteile:

- a) Wasserstoff wird ausschließlich aus EE-Strom erzeugt, während netzverbundene Elektrolyseure teilweise noch Strom aus fossiler Erzeugung nutzen. Aufgrund der Trägheit der Regelung fossiler Kraftwerke kann ich Ihrem Argument, dass deren gleichzeitiger Betrieb mit Elektrolyseuren aufgrund eines Grenzpreises von 36 Euro/MWh ab 2037 unmöglich wäre (S. 41 oben), nicht folgen. Es stellt sich darüber hinaus die Frage, wie sich die Situation von 2023 bis 2037 konkret darstellt.
- b) Die beteiligten Komponenten (Erzeuger und Elektrolyseure) generieren keinerlei Netzlast im öffentlichen Stromnetz. Insbesondere ist das Auskoppeln von EE-Erzeugern bestens geeignet, hohe Erzeugungsspitzen zu vermeiden.
- c) Die Volllaststunden der Elektrolyseure würden tendenziell steigen.

Einziger Nachteil ist, dass eine „umfassend ausgebaute Wasserstoffinfrastruktur“, deren Vorhandensein Sie auf S. 40 unterstellen, tatsächlich erst geschaffen werden muss.

B10: Einordnung der Biomasse-Kraftwerke, S. 44:

Biomassekraftwerke stellen eine regelbare Erzeugungstechnologie dar. Es wird angenommen, dass der Energieträger Biomasse überwiegend kontinuierlich anfällt und nicht unbegrenzt erzeugt sowie gelagert werden kann. Unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Biomasse können Biomassekraftwerke ihre Stromerzeugung entsprechend der Angebots- und Nachfragesituation am Strommarkt anpassen. Im Rahmen der Strommarktmodellierung erfolgt dies, indem Biomassekraftwerke die ihr zugewiesene Stromerzeugung innerhalb eines Tages frei verschieben können.

Abgesehen von der erneuten, ausschließlichen Fokussierung auf den Strommarkt befürworte ich einen diskontinuierlichen Betrieb der Biomassekraftwerke, die bislang als quasi Konstante an der Stromerzeugung beteiligt sind. Neben einer Flexibilisierung im Tageszyklus halte ich jedoch eine saisonale Flexibilisierung der Biomasse-Erzeugerkapazitäten für dringend geboten (s. auch **B5**). Das im ersten Prozessschritt gewonnene Biogas könnte sehr wohl langfristig eingelagert und im Winter zur Stromerzeugung verwendet werden.

Nicht nachvollziehbar finde ich die Prognose der deutlich sinkenden Erzeugerkapazität für Strom aus Biogas (s. auch **C6**).

B11: Ich zitiere den letzten Satz von Seite 91:

Das Übertragungsnetz ist demnach auf den Transport sehr großer Strommengen vorzubereiten. Mit dem Ausbau der Photovoltaik gewinnt zudem der Austausch von Süden nach Norden an Relevanz.

Der These des Nord-Süd-Gefälles unter Berücksichtigung der von Ihnen aufgestellten, für mich fragwürdigen Paradigmen (hier insbesondere 70 GW offshore Windkraft; s. auch **B4**) kann ich folgen. Situationen, in denen umgekehrt PV-Strom von Süd nach Nord in Mengen transportiert werden muss, die das Bestandsnetz überlasten und deshalb weiteren Netzausbau erfordern, sehe ich hingegen nicht, zumal gerade in Bayern die Einspeisung von PV-Strom oft genug an den zu wenig ertüchtigen Verteilnetzen scheitert. Konstellationen eines Süd-Nord Gefälles und umgekehrt ließen sich überdies leicht vermeiden, wenn man den PV-Ausbau im Süden verpflichtend mit einem adäquaten Speicherausbau kombiniert.

B12: Die Betrachtungen zum Offshore-Netz beginnen auf Seite 97 und enden auf Seite 130. Allein daraus wird deutlich, dass der Fokus bei der Gestaltung eines „klimaneutralen Deutschlands“ wie schon im Szenariorahmen klar auf dem Ausbau dieser Technologie liegt. Die Energiewende wird damit vor allem in die Hände großer Unternehmen gelegt, die sich vormals und zu großen Teilen immer noch der fossilen Stromerzeugung in großen Kraftwerken verbunden fühl(t)en. Das Motto lautet offenbar: „Wenn Kohle- und Atomkraft nicht mehr salonfähig sind, bauen wir eben große Windparks auf See.“

Nicht nur, weil diese Herangehensweise die Beteiligungsmöglichkeiten des Bürgers und der mittelständischen Unternehmen an der Energiewende einschränkt, betrachte ich den Ansatz der Forcierung der offshore-Windkraft äußerst kritisch. Die in Ihrem NEP ausgewiesenen Projekte sind überaus teuer (dabei bringe ich Ihren Kostenschätzungen rein empirisch wenig Vertrauen entgegen), ökologisch bedenklich und technisch fragwürdig. Ob z.B. die avisierten Volllaststunden tatsächlich erreicht werden, bleibt abzuwarten. Schon heute haben wir Verschattungseffekte bei großen Windparks auf See. Diese werden bei einer Verneunfachung der Erzeugerleistung drastisch zunehmen.

C – Zahlen und Fakten

C1: S. 23, oben, Ihr spätes Eingeständnis der deutlichen Zunahme des Stromverbrauchs

Durch die zunehmende Elektrifizierung des Wärme-, Verkehrs- und Industriesektors verdoppelt sich der Bruttostromverbrauch bis 2045 gegenüber heute voraussichtlich auf bis zu 1.300 TWh.

Ob die Voraussage quantitativ Bestand hat, wird die Zukunft zeigen. Qualitativ lässt sich daraus folgerichtig die Notwendigkeit eines weiteren Ausbaus der Stromnetze ableiten. Bei einem Fokus auf dezentraler Erzeugung wäre allerdings eher eine Verstärkung der Verteilnetze angesagt als der von Ihnen favorisierte Ausbau des Fernübertragungsnetzes, der sich, physikalisch unbestritten, aus der weiterhin zentralisierten Erzeugung, insbesondere durch offshore-Windkraft ergibt.

C2: Die massive durch endogenen Zubau von Gaskraftwerken „geschlossene“ Versorgungslücke.

Die folgende Berechnung fußt ausschließlich auf **Ihren** Zahlen.

Laut Tabelle 1 (S. 25) ergeben sich durch Summierung für alle 2045iger Szenarien 43,9 GW **gesicherte** Grundlastkapazität (ohne Pumpspeicherkraftwerke). Die Gaskraftwerkskapazität wurde dort vorsorglich mit einem Größerzeichen „>“ versehen.

Die volatile Windkraft liefert laut einer [Untersuchung des Umweltbundesamtes](#) einen gesicherten Beitrag von 5% bei isolierter Betrachtung Deutschlands. Ich setze unter Einbeziehung der Synergieeffekte des europa-weiten Stromaustausches optimistischere 10% an. Daraus ergibt sich ein gesicherter Windbeitrag von ca. 23 GW. Ich gehe weiterhin großzügig davon aus, dass zeitlich begrenzt 20 GW über Pump- und Batteriespeicher bezogen werden. In der Summe ergeben sich daraus 86,9 GW **gesicherte** Erzeugerleistung, die in Relation zu den ca. 1.200 TWh Strombedarf im Jahr 2045 zu setzen sind.

Hierzu dividiert man die 1.200 TWh durch 8.760 Jahresstunden und erhält die **durchschnittlich notwendige** Erzeugerleistung von rund 137 GW, die zur Verfügung stehen muss. Schon in dieser grob vereinfachten Durchschnittsbetrachtung ergibt sich eine Erzeugungslücke von knapp 50 GW. Der Durchschnittswert kann aber nur als Anhaltspunkt dienen. Skalieren wir demnach die heutigen 82 GW Spitzenlast (bei rund 600 TWh Bruttostrombedarf) auf 1.200 TWh ($1.200/600 = 2$), ergeben sich statistisch 164 GW Spitzenlast, die in einigen Situationen als Erzeugerleistung oder aus Batterien am Netz anliegen müssten, um die Versorgungssicherheit **jederzeit** und das **vornehmlich im Winter** zu gewährleisten. Noch ungünstiger geht die gleiche Rechnung aus, legt man die von Ihnen postulierten Maxima der „Bänder der Nachfrage“ zugrunde:

Szenario 2045A: 176,1 GW (Tabelle zu Abbildung 17, S. 56)

Szenario 2045B: 190,6 GW (Tabelle zu Abbildung 18, S. 57)

Szenario 2045C: 198,2 GW (Tabelle zu Abbildung 19, S. 58)

In Ihrer Marktsimulation (Seite 82, Tabelle 12) finden sich darüber hinaus in bestimmten Situationen denkbare Lastwerte, die z.T. noch erheblich über meiner Schätzung liegen. Die entscheidende Frage lautet: Sind 164 GW Spitzenlast durch Erzeugung und Import mit dem vorhandenen Erzeugerpark abgesichert? Die Frage beantworte ich mit einem klaren Nein.

Gerade im Winter neigen Batterien stark zu geringen Ladungen und können folglich nicht als gesicherte Puffer für spezielle Lastsituationen dienen. Außerdem waren sie weiter oben schon Bestandteil unserer Rechnung. Wollen Sie ernsthaft $164 \text{ GW} - 86,9 \text{ GW} = 77,1 \text{ GW}$ Leistung importieren? In Konstellationen, in denen für die deutschen Anrainerstaaten mit hoher Wahrscheinlichkeit selbst Importbedarf besteht? [McKinsey](#) legte unlängst vergleichbare Argumentationen und Rechnungen für das Jahr 2030 vor.

Wir erinnern uns an das Größerzeichen bei den Gaskraftwerken. Die soeben zitierte Tabelle 1 aus dem NEP 2037/2045 (2023) taucht in leicht, an einer Stelle aber entscheidend abgewandelter Form in einem [offiziellen Dokument der Bundesnetzagentur vom 08.09.2023](#) wieder auf:

Installierte Leistung [GW]

Energieträger	Referenz 2020*/2021	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Kernenergie	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	18,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	19,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaskraftwerke (zzgl. endogenem Zubau)	32,1	> 38,4	> 38,4	> 38,4	> 34,6	> 34,6	> 34,6
Öl	4,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher	9,8	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
sonstige konv. Erzeugung	4,3	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Summe konventionelle Erzeugung	92,9	> 50,5	> 50,5	> 50,5	> 46,7	> 46,7	> 46,7
Wind Onshore	56,1	158,2	158,2	161,6	160,0	160,0	180,0
Wind Offshore	7,8	50,5	58,5	58,5	70,0	70,0	70,0
Photovoltaik	59,3	345,4	345,4	345,4	400,0	400,0	445,0
Biomasse	9,5	4,5	4,5	4,5	2,0	2,0	2,0
Wasserkraft	4,9	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
sonstige regenerative	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Summe regenerative	138,7	564,9	572,9	576,3	638,3	638,3	703,3
Summe Erzeugung	231,6	615,7	623,7	627,1	685,3	685,3	750,3

Die BNetzA hat Ihre Zuarbeit „vorläufig geprüft“, die offensichtliche Erzeugungslücke erkannt und mit dem Fremdwort endogen „behooben“. Ich bewerte diesen Griff in die Trickkiste als grobes Foul, das einzig deshalb verübt wurde, um mit Elementarmathematik nachvollziehbare Tatsachen zu verschleiern. Ich gebe mich dennoch nicht der Illusion hin, dass Sie mit Ihrem komplett falschen Ansatz politisch scheitern werden. Sie genießen schließlich die volle Rückendeckung der BNetzA, die zur Rechtfertigung Ihrer falschen Zahlen einfach mal „endogenen Zubau“ aus dem Hut zaubert, der um mehr als den Faktor zwei höher ist als die regulär geplante Leistung von Gaskraftwerken. Ihr NEP wird jedoch unter den physikalischen Realitäten zusammenbrechen.

C3: Aus **C2** ergibt sich folgerichtig die Fragestellung: **Wo** sollten die fehlenden Gaskraftwerke gebaut werden? Baut man sie in den südlichen Bundesländern, mutiert Ihre gebetsmühlenartig immer wieder gebrauchte Argumentation, den überschüssigen Windstrom von Nord nach Süd transportieren zu müssen zur Farce. 77 GW sind eine gewaltige Flexibilitätsoption.

C4: Unter Bezugnahme auf **B2** (behauptete Klimaneutralität unter Verwendung von Wasserstoffkraftwerken).

Die Summe aus endogener und regulärer Gaskraftwerksleistung beträgt 100,7 GW. Wenn man davon ausgeht, dass diese Kraftwerke mit 600 Volllaststunden p.a. (Mittelwert aus zur Abbildung 24, S 72 gehörigen Tabelle), erhält man eine Energiemenge von lediglich 60,42 TWh. Es stellt sich gleichsam die Frage, inwieweit der massive „endogene Zubau“ bei knapp 7% Auslastung ökonomisch zu rechtfertigen ist. Wollen Sie behaupten, Gaskraftwerke wären in 2045 nur zu ca. 5% an der Produktion des von Ihnen selbst prognostizierten Bedarfs von 1.200 TWh elektrischer Energie beteiligt?

Hierfür wären, bei optimistischer Annahme eines Wirkungsgrades von 45% für die Rückverstromung dennoch 134,27 TWh in Wasserstoff gespeicherter Energie notwendig.

Die Elektrolyseleistung habe ich über die 3 Szenarien auf 65 GW gemittelt (S. 56ff), die Volllaststunden der Elektrolyseure auf 4.300 h (Tabelle Abbildung 24, S. 72). Dies ergibt eine Energiemenge bei einem Wirkungsgrad von 70% für die Elektrolyse von 195,7 TWh in Form von Wasserstoff. Insofern geht Ihre Wasserstoffbilanz auf den ersten Blick auf.

Stellt man jedoch grob in Rechnung, dass die 445 GW geplanter PV in den Monaten November bis Januar nur zu (wiederum optimistisch) geschätzten 150 h wirkmächtig sind, lassen sich damit im o.g. Zeitraum lediglich knapp 70 TWh Strom produzieren. Hinzu kommen die Erträge von

Wind onshore $2.420 \text{ h/4} * 1,25 * 160 \text{ GW} = 121,0 \text{ TWh}$

Wind offshore $3.420 \text{ h/4} * 1,25 * 70 \text{ GW} = 74,8 \text{ TWh}$ (beide mit 25% Aufschlag für windreiche Monate)

sowie die von Biomasse, Wasserkraft und sonstigen Grundlasterzeugern bereit gestellten von

$4.500 \text{ h/4} * 9,3 \text{ GW} = 10,5 \text{ TWh}$.

Summa summarum ergibt sich daraus eine vom 01.11 bis 31.01.erzeugbare Energiemenge von 276,3 TWh, Es dürften jedoch in dieser verbrauchsintensiven Periode mindestens $1.200 \text{ TWh/4} * 1,1 = 330 \text{ TWh}$ (10% Aufschlag für Mehrverbrauch) notwendig sein. Diese Lücke lässt sich durch Gaskraftwerke, inkl. der durch „endogenen Zubau“ erfundenen nicht schließen, erst recht nicht durch die in Ihrer Tabelle 1 auf Seite 25 geplante reguläre Kapazität.

Wer mag, kann die Rechnung für ein Gesamtjahr aufmachen. Sie geht gleichfalls nicht auf.

C5: Tabelle 1, S. 25: Inwieweit ist es legitim, Pumpspeicherkraftwerke direkt den Erzeugern zuzurechnen, wie hier zum wiederholten Male geschehen? Sie stehen bekanntermaßen nur dann als Erzeugerkapazität zur Verfügung, wenn sich im Oberbecken noch Wasser befindet. Ich bin erneut erstaunt über die unkorrekte, die Realität schönfärbende Einordnung der Pumpspeicherkraftwerke.

C6: Tabelle 1, S. 25 Sie prognostizieren einen deutlichen Rückbau der Biomasse-Kapazität von 9,5 auf 2 GW. Inwieweit ist diese Annahme angesichts der Reserven, die vor allem in der biogenen Verwertung von Abfall liegen, sinnvoll? Befürworter dieser Technologie weisen darauf hin, dass lediglich eine Reform des Abfallrechts notwendig wäre, um einen derart massiven Rückbau zu vermeiden. Immerhin ist Biomasse grundlastfähig und bietet darüber hinaus Möglichkeiten **saisonalen** Speichermanagements auf der Grundlage von Biogas.

C7: Sie berufen sich auch im zweiten Entwurf auf Seite 26, 2.2 mit folgendem Satz auf die BNetzA:

Zugrunde gelegt werden hierfür gemäß der BNetzA-Genehmigung Wetterdaten des Jahres 2012.

Bekanntermaßen hat sich die Wettersituation gerade in den letzten Jahren dramatisch verändert. Warum also nehmen Sie Bezug auf einen mittlerweile veralteten und damit kaum validen Datenbestand? Ich würde dringend die Verwendung aktuellerer Wetterdaten anraten und auch die Datenbasis auf mehr als ein Jahr verbreitern.

C8: Tabelle 9, S. 50. Sie weisen hier die Handelskapazitäten für die deutschen Anrainer für das Jahr 2045 aus, die weitgehend denen des Jahres 2037 gleichen. Zur Bewertung des notwendigen Netzausbaus zu den Anrainern wäre die Angabe der aktuellen Kapazitäten hilfreich.

C9: Einsenkungen = Nichteinspeisung von EE-Strom aufgrund von Erzeugungsspitzen

Für das Jahr 2045 sind die überschüssigen Strommengen in einer Bandbreite von 2,5 bis 3,9 % im Vergleich zur erneuerbaren Erzeugung vergleichsweise gering. Die Stundenanzahl mit hohen negativen Residuallasten (auf Basis der konventionellen Last ohne flexible Lasten) von teilweise über 100 GW liegt im niedrigen dreistelligen Bereich.

Die von Ihnen vorgelegten Zahlen sind schlicht zu schöngefärbt, um wahr zu sein. Mich würde der konkrete Rechenweg, der diese Ergebnisse liefert, interessieren.

C10: In Abbildung 63, S. 13 präsentieren Sie die Ergebnisse einer (n-1)-Netzanalyse des bestehenden Bundesbedarfsplannetzes (BBP-Netz). Solange Sie nicht näher offenlegen, wie Sie zu diesen Ergebnissen gekommen sind, erlaube ich mir, sie anzuzweifeln. Ausgangspunkt dieser Zweifel ist u.a. die Veröffentlichung der realen Lastflüsse im IST-Netz (=BBP-Netz, vermindert um das bestätigte Plannetz) von 50Hertz auf der Website dieses ÜNB. Dort waren nur selten Überlastsituationen zu erkennen, Auslastungen von über 150% nach meiner Sichtung gar nicht. Sie geben im BBP-Netz 250% maximale Auslastung zu Protokoll, was genauso wenig nachvollziehbar ist wie die Anzahl der in Abbildung 64, S. 138 konstatierten jährlichen Überlaststunden einiger Leitungen.

Fazit

Dieser zweite Entwurf des 2023iger NEP zeigt sehr eindrücklich, dass die ökonomischen Interessen einzelner großer Marktteilnehmer Vorfahrt vor volkswirtschaftlichen, dem Gemeinwohl dienenden Erfordernissen haben. Insbesondere versetzt mich die Dreistigkeit, mit der die BNetzA Ihre grundlegend falschen Eingangsparameter zurechtrückt („endogener Zubau“), ohne die sich daraus klar ergebenden Folgen auch nur im Geringsten zu erwähnen, in großes Erstaunen. Der nächste Szenariorahmen dürfte Spannendes bereithalten.

Ich bin mir sicher, die BNetzA wird gemeinsam mit Ihnen einen passenden BBP zum weiteren Netzausbau aus diesem NEP erstellen. Punktuelle Änderungen wird es hier und da geben, was allerdings nichts an der Tatsache ändert, **dass dieser NEP in seiner verfolgten Strategie grundsätzlich falsch** ist. Die vom Bürger zu zahlenden, im Strompreis enthaltenen Netzentgelte werden schon mittelfristig in ungeahnte Höhen steigen. Sie als ÜNB sind damit Teil einer Entwicklung, die immer mehr Menschen rein ökonomisch die Teilhabe am gesellschaftlichen Leben verwehrt, weil bereits die Befriedigung ihrer Grundbedürfnisse, zu denen auch die sichere Versorgung mit Strom gehört, ihre finanziellen Möglichkeiten übersteigt.

Ingolf Müller, im Auftrag Team Orangebuch



500046

Online-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 500046
Eingangsdatum: 20.11.2023
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Hessischer Bauernverband e.V.
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:

Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme: Sehr geehrte Damen und Herren,
bitte entnehmen Sie die Stellungnahme der Anlage.

Mit freundlichen Grüßen



Hessischer
Bauernverband

Hessischer Bauernverband e. V.

Haus der hessischen Landwirtschaft
Taunusstraße 151
61381 Friedrichsdorf

www.hessischerbauernverband.de

Hessischer Bauernverband e. V. · Taunusstraße 151 · 61381 Friedrichsdorf

Bundesnetzagentur
Konsultation NEP Strom 2023-2037/2045
Postfach 8001
53105 Bonn

20. November 2023

Stellungnahme zum Zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2037/2045 (2023)

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir bedanken uns zur Möglichkeit der Stellungnahme.

Der Hessische Bauernverband e.V. (HBV) bekennt sich zum Ausbau Erneuerbarer Energien und hierfür notwendiger Infrastruktur. Die hessische Landwirtschaft stellt sich selbstverständlich den gesamtgesellschaftlichen Aufgaben des Umwelt-, Klima- und Ressourcenschutzes. Sie sieht sich hierbei als wichtigen Teil der Lösung, um die Umsetzung der Klimaziele zu gewährleisten.

So steht der HBV auch aktuell bei verschiedenen Projekten für die Regional- und Kreisbauernverbände mit Vorhabenträgern des Leitungsbau konstruktiv im Austausch und verhandelt über Rahmenvereinbarungen, die die Interessen der Mitglieder bei den Projekten wahrt.

Die hessischen Landwirte haben jedoch Vorbehalte, wenn ein entsprechender Leitungsbau in Flächenkonkurrenz zu landwirtschaftlichen Produktionsflächen stehen, denn gerade in Zeiten einer stetig wachsenden Weltbevölkerung bei Zunahme globaler Versorgungsunsicherheiten ist die landwirtschaftlicher Nutzfläche besonders zu schützen und von Inanspruchnahmen – auch durch Leitungsbau – größtmöglich freizuhalten.

Dessen eingedenk sind im vorgelegten Zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2037/2045 (2023) folgende landwirtschaftlichen Belange jedenfalls stärker zu berücksichtigen, als dies aktuell der Fall ist:

1. Erdkabelvorrang

Der Erdkabelvorrang wird aus landwirtschaftlicher Sicht seitens des HBV abgelehnt, soweit hierin ein Grundsatz gesehen wird.

Aus landwirtschaftlicher Sicht ist der Freileitungsbau jedenfalls zu präferieren, da hierbei die Inanspruchnahme landwirtschaftlicher Flächen minimiert wird und andererseits auch volkswirtschaftlich die Kosten-Nutzen-Relation um ein vielfaches höher sein dürfte.

Die Erdverkabelung hingegen hat massive Auswirkungen auf die Bodenstruktur, die bis heute noch nicht hinreichend erforscht ist.

Wir fordern eine Umkehr des Grundsatzes des Vorrangs der Erdverkabelung dahingehend, als dass im Grundsatz Freileitungen zu realisieren sind und eine Erdkabeltrasse nur umgesetzt werden sollte, wenn

dies in Abwägung aller Belange – und hierbei auch unter besonderer Berücksichtigung des Belangs der Landwirtschaft und des Bodenschutzes – angezeigt ist.

Generell fordern wir eine intensivere Auseinandersetzung des NEP mit dem Gebot des Flächenschutzes.

2. Entschädigungsregelungen

Sollte es zu der Realisierung von Erdkabelleitungen kommen, sind die Eigentümer und landwirtschaftlichen Bewirtschafter entsprechender Flächen adäquat zu entschädigen, denn die Erdkabel führen zu massiven Eingriffen in Eigentum und Bodenstruktur bei nicht abschließend eruierten Langzeitfolgen für die landwirtschaftliche Nutzung.

Die anerkennungsfähigen Dienstbarkeitsentschädigungssätze und Beschleunigungszuschläge für Erdkabelleitungen sind daher im Vergleich zu Freileitungen nunmehr deutlich anzuheben, um eine Akzeptanz bei den Betroffenen zu erreichen. Zudem sprechen wir uns für eine zeitliche Begrenzung der Dienstbarkeitsvereinbarungen auf 30 Jahre aus, um hiernach den dann herrschenden Gegebenheiten angepasst die Dienstbarkeiten neu zu justieren.

Ferner ist in diesem Zusammenhang die bisherige Besteuerungspraxis über die Bildung eines 25-jährigen Rechnungsabgrenzungsposten rechtssicher zu implementieren.

3. NOVA-Prinzip / Trassenbündelung

Der HBV begrüßt ausdrücklich das NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor Netz-Verstärkung vor Netz-Ausbau), um die Flächeninanspruchnahme zu reduzieren.

Ferner sehen wir den planerischen Vorzug von verpflichtenden Bündelungen.

Im Gegenzug ist aber bei den betroffenen Eigentümern und Bewirtschaftern die starke Betroffenheit adäquat zu entschädigen – maßgeblich durch einen sog. „Tolerierungszuschlag“.

Ferner sollte in Zukunft auch das Problem der „Überbündelung“ genauer untersucht und berücksichtigt werden.

4. Naturschutzrechtliche Kompensation

Die naturschutzrechtliche Kompensation von Leitungsbauvorhaben stellt für die Landwirtschaft eine große Herausforderung dar, da bei großflächigen Inanspruchnahmen landwirtschaftlicher Flächen zwecks Kompensation die Agrarstruktur nur noch stärker in Mitleidenschaft gezogen wird. Wir fordern daher ein, auch im Leitungsbau primär die Instrumente von Ökopunkten, produktionsintegrierten Maßnahmen und der Waldabgabe (zur Vermeidung einer Aufforstungspflicht) zu nutzen.

5. Flächenintensiver Ausbau von Umspannwerken

Der HBV lehnt ausdrücklich solche Vorhaben neuer Umspannwerke ab, bei denen ohne Rücksicht auf die Agrarstruktur vor Ort flächenintensive Umspannwerke realisiert werden sollen. Es muss auch für den Bau von Umspannwerken selbstverständlich sein, dass diese einer vollständigen Abwägung mit den Belangen der Landwirtschaft und des Bodenschutzes unterliegen, was nach ersten Veröffentlichungen insbesondere bei den Umspannwerken Bommersheim (Projekt P 486 / M837) und Wisselsrod (Projekt M74a) nicht der Fall ist. Wir fordern diesbezüglich eine umfassende Berücksichtigung der landwirtschaftlichen Belange und erwarten landwirtschaftliche Betroffenheitsanalysen sowie bei Bedarf Existenzgefährdungsgutachten.

6. Fazit

Der HBV bekennt sich zu einem Ausbau der Energie-Infrastruktur, erwartet hierbei aber eine größtmögliche Schonung des für unsere Mitglieder unverzichtbaren Produktionsfaktors „Boden“. Wir fordern daher eine weitgehende Realisierung der Trassen als Freileitungen. Bei Inanspruchnahmen sind die betroffenen Eigentümer und Bewirtschafter adäquat zu entschädigen.

Neue Umspannwerke müssen bei der Realisierung umfassenden Abwägungen gegenüber der Agrarstruktur und des Bodenschutzes unterzogen werden, inklusive landwirtschaftlicher Betroffenheitsanalysen und Existenzgefährdungsgutachten, so angezeigt.

Diese Punkte müssen im NEP noch zwingend angepasst und ergänzt werden.

Mit freundlichen Grüßen

Hessischer Bauernverband e.V.





500053

Online-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 500053
Eingangsdatum: 20.11.2023
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Interessenverband Supraleitung e.V. - ivSupra
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:



Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme:

Der Interessenverbands Supraleitung e.V. ist mit der Veröffentlichung dieser Stellungnahme einverstanden.

Supraleiter lösen Probleme des Netzausbaus!

Der Interessenverband Supraleitung e.V., ivSupra, hat erfreut festgestellt, dass immer mehr Menschen den Einsatz von Supraleiter(kabel)n in den Übertragungsnetzen wünschen. Umso bedauerlicher ist die Entscheidung der Übertragungsnetzbetreiber, einen möglichen Einsatz von Supraleiter(kabel)n in die ferne Zukunft zu vertagen und sie in keinem Pilotprojekt zu erproben, obwohl gerade in Deutschland die Bedingungen dafür ideal sind. Die deutsche Supraleiterbranche deckt die gesamte Wertschöpfungskette der Supraleitertechnologie ab. Dies ist in Europa einzigartig.

Der europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber teilt diese Skepsis nicht und qualifiziert Supraleiter als einen "Game Changer" und definiert den Technical Readiness Level von Supra-leiterkabeln zwischen mindestens TRL 6 (DC-Kabel) und TRL 7 (AC-Kabel). Entsprechend wurde auf europäischer Ebene ein weiteres Supraleiterkabel-Projekt, SCARLET, gestartet, das u.a. zum Ziel hat, Empfehlungen für den "HVDC-Supraleitungsstandard der Zukunft" zu erarbeiten.

Supraleiter bieten viele Möglichkeiten für die Stromnetze

Beim Einsatz der Supraleitertechnologie im Rahmen des Netzausbaus liegt der Fokus auf supraleitenden Kabelsystemen. Auch in unseren bisherigen Stellungnahmen haben wir uns vollständig hierauf beschränkt. Wir möchten aber betonen, dass Supraleiter darüber hinaus weitere technische Möglichkeiten bieten, deren Berücksichtigung in der Netzplanung einige Probleme lösen könnten. Wir nennen nur zwei Beispiele:

- Supraleitende Fehlerstrombegrenzer reagieren in Millisekundenschnelle und sind eigensicher. Sie ermöglichen eine engere Vermaschung vorhandener Netze und eine sichere Einbindung volatiler Energiequellen, da sie die Netze und die nachgelagerte Netztechnik zuverlässig vor Überspannungsschäden schützen. Auf Mittelspannungsniveau wurden sie bereits ausführlich erprobt und erste Demonstratoren im Hochspannungsbereich sind in Russland, China und Korea in Betrieb. In einer Studie rechnet das Karlsruher Institut für Technologie mit einer Entwicklungszeit für einen 340 KV-Begrenzer von fünf Jahren.

- Supraleitende Flywheel-Speicher sind extrem reaktionsschnell und können in Sekunden Strom aufnehmen und abgeben. Im Gegensatz zu konventionellen Schwungradspeichern sind sie eigensicher und haben keine Reibungsverluste. Ihre Reaktionsschnelligkeit macht sie zum idealen Zwischenschritt zwischen Netz und Batteriespeichern, deren Reaktion oft um einige Sekunden verzögert eintritt, da sie Netzschwankungen durch ihre große Flexibilität sofort ausgleichen. So erleichtern sie die Einbindung volatiler erneuerbarer Energiequellen. In diesem Bereich ist allerdings noch einige Entwicklungsarbeit zu leisten.

Supraleiterkabel - Das Kabel der Zukunft jetzt planen!

Die ÜNB argumentieren, dass nicht abzusehen sei "Inwieweit Supraleitungen für große Projekte mit langen Distanzen geeignet sind" , da bislang nur auf Mittelspannungsebene mit kurzen Kabeln Betriebserfahrungen gesammelt wurde.

Hierzu ist folgendes festzustellen: Da die Vorteile supraleitender Kabel so groß sind, ist es eigentlich erstaunlich ist, dass die Übertragungsnetzbetreiber kein einziges Pilotprojekt gestartet haben, um diese Technologie für die Übertragungsnetze zu qualifizieren:

1. Die hohe Stromtragfähigkeit führt dazu, dass Supraleiterkabel äußerst kompakt sind. Das bedeutet, dass
 - a. die Trassen wesentlich schmaler sein können als bei konventionellen Kabeln. Konkret liegt die Trassenbreite für Supraleiterkabel bei zwei (2!) Metern. Dies verringert die Kosten für die benötigte Trassenfläche und die folgende Trassenpflege substantiell
 - b. ein einziges Kabel ein ganzes Kabelsystem aus mehreren Kabeln ersetzt, und damit die Tiefbau-, Verlege- und Transportkosten deutlich reduziert werden.
 - c. wesentlich weniger Rohstoffe verbraucht werden
2. Supraleiter leiten Wechselstrom mit äußerst geringen und Gleichstrom ohne elektrische Verluste.
 - a. So können Supraleiterkabel - trotz der notwendigen Kühlung - die Netzverluste halbieren.
 - b. Außerdem können aufgrund dieser Eigenschaft große Strommengen auf einem niedrigeren Spannungsniveau transportiert werden. Damit werden

Einsparungen bei der nachgelagerten Netztechnik möglich, deren Kosten mit zunehmender Spannung exponentiell steigen.

3. Supraleiterkabel haben keine Emissionen.

a. Da sie den Boden nicht erwärmen, wird dieser auch nicht ausgetrocknet.

b. Da sie keine elektromagnetischen Felder emittieren, stoßen sie auf weniger Widerstand und erhöhen die Akzeptanz von Netzausbauprojekten.

c. Dies ermöglicht auch eine Verlegung von Supraleiterkabel direkt neben Daten- oder Wasserleitungen ohne jegliche Interferenzen oder Beeinträchtigungen. Auch Interferenzen mit GPS-gestützten Landmaschinen sind ausgeschlossen.

Diese Vorteile haben wir ausführlich in unserer ersten Stellungnahme zum ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 / 2045 dargelegt. Die Konsultation hat - wie im zweiten Entwurf berichtet - gezeigt, dass sich viele für den Einsatz von Supraleiterkabeln ausgesprochen. Dies ist ein weiterer Beleg dafür, dass der Einsatz von Supraleiterkabeln die Akzeptanz des Netzausbaus erhöht und so zu seiner Beschleunigung beitragen kann.

In der Konsultation zur Strategischen Umweltprüfung werden wir noch einmal ausführlich auf die umweltbezogenen Argumente eingehen.

Die Stromnetze zukunftsfähig ausbauen

Hier möchten wir aber den Schwerpunkt auf die Zukunftsfähigkeit unserer Stromnetze legen. Wie die Übertragungsnetzbetreiber feststellen, werden die "Anforderungen an das Stromübertragungsnetz [#8230;] immer komplexer. Die Dekarbonisierung mittels Elektrifizierung sorgt dafür, dass immer größere Mengen an Strom verbraucht und teilweise über längere Strecken transportiert werden. Zudem muss auf eine wetterbedingt volatile Erzeugung erneuerbarer Energien (EE) reagiert und das Netz immer flexibler betrieben werden können. Die Weiterentwicklung des Stromnetzes ist somit wichtiger Bestandteil einer gelingenden Energiewende."

Der Transport immer größerer Strommengen über teils große Distanzen bedeutet erstens, dass die Netze in großem Maßstab ausgebaut werden müssen - und dies schnell, um die Klimaziele einzuhalten. Es bedeutet zweitens, dass die Netze so effizient wie möglich sein müssen. Drittens müssen sie so ausgelegt sein, dass die Versorgungssicherheit jederzeit gewährleistet ist.

In diesem Spannungsfeld ist nachvollziehbar, dass die Übertragungsnetzbetreiber möglichst auf altbewährte Technologien zurückgreifen. Schon der von der Politik durchgesetzte Vorrang von Erdkabeln statt Freileitungen hat sie vor große Herausforderungen gestellt. So erklären die Übertragungsnetzbetreiber denn auch:

"Die Übertragungsnetzbetreiber haben in diesem Netzentwicklungsplan nur jene Innovationen berücksichtigt, deren Marktverfügbarkeit bzw. Einsatzreife heute schon vorliegt bzw. absehbar ist. Sollten weitere Innovationen im Verlauf der nächsten NEP-Zyklen die Markt- bzw. Einsatzreife erlangen, so werden die ÜNB eine Berücksichtigung im NEP prüfen."

Stärkere Förderung von Innovationen im Regulierungsrahmen festschreiben
Die Übertragungsnetzbetreiber sind der Ansicht, dass sie der Regulierungsrahmen daran hindert Innovationen einzusetzen.

"Der derzeitige Regulierungsrahmen setzt nicht ausreichende Anreize für kosteneffiziente und technologie-neutrale Innovationen im Übertragungsnetz sowie digitale und klimafreundliche Lösungen. Daher ist ein regulatorischer Rahmen für innovative Lösungen im Übertragungsnetz erforderlich, der Technologieoffenheit auf dem Weg zur Klimaneutralität fördert. Es besteht die Notwendigkeit, diese Herausforderungen zu adressieren und die Wirtschaftlichkeitslücke von neuen Technologien zu schließen."

Wir sehen die Bundesregierung in der Pflicht, den Regulierungsrahmen so zu gestalten, dass Innovationen, die oft mit staatlicher Förderung entwickelt wurden, auch in den Stromnetzen angewendet werden. Die Übertragungsnetzbetreiber zu verpflichten, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und zu erwarten, dass sie das Risiko tragen ohne den Nutzen haben, wenn sie Innovationen in den Netzen einsetzen, ist ein Widerspruch. Für zukunftsfähige Stromnetze sind innovative technische Lösungen unverzichtbar. In diesem Zusammenhang begrüßen wir den umfangreichen Konsultationsprozess des Netzentwicklungsplans, der ermöglicht neue Ideen einzubringen und so die Informationsbasis der Planungen zu verbreitern. Außerdem bietet er die Gelegenheit schon im Vorfeld eine große Akzeptanz für den Netzausbau zu schaffen.

Netzausbau beschleunigen - Innovationen nutzen

Einen schnellen Netzausbau wird es nur geben, wenn die Ängste und Bedenken gegen den Ausbau der einzelnen Streckenabschnitte ausgeräumt werden können. Die Gründe für den Widerstand gegen den Netzausbau sind in der Regel der Umweltschutz und die möglichen Auswirkungen elektromagnetischer Strahlung. Hier punkten Supraleiterkabel, da sie nur sehr schmale Trassen benötigen und Strom emissionsfrei leiten.

In dem zweiten Entwurf des NEPs argumentieren die Übertragungsnetzbetreiber für den Ausbau mit HGÜ:

"Die etablierte Drehstromtechnik (AC-Technologie) ermöglicht eine kostengünstige und effiziente Transformation in hohe Spannungen für den Transport sowie die Bereitstellung vieler Abspannpunkte zur Versorgung von Regionen und Städten bzw. zur Aufnahme von regional erzeugtem Strom. Auf langen Strecken stößt die AC-Technologie allerdings physikalisch an ihre Grenzen.

Eine besondere Stärke der HGÜ-Technologie liegt in der verlustarmen Übertragung hoher Leistung über lange Distanzen. Würde zur Deckung weiträumiger Transportaufgaben ein reines Drehstromnetz geplant werden, dann wäre ein weitaus großflächigerer Netzausbau nötig, welcher zudem mehr Raum als der DC-Ausbau in Anspruch nehmen würde."

Bislang beschränken sich die Erfahrungen der Übertragungsnetzbetreiber mit HGÜ-Leitungen auf sogenannte "Punkt-zu-Punkt-Verbindungen". Auch hier ist noch einige Entwicklungsarbeit zu leisten, müssen technische Standards erst entwickelt werden.

Stromnetze effizienter gestalten

Es stellt sich also die Frage, warum die Übertragungsnetzbetreiber nicht parallel ein Pilotprojekt zur Standardisierung von DC-Supraleiterkabeln aufsetzen, die Strom nachweislich am effizientesten leiten, da sie keinerlei elektrische Verluste haben und zudem - aufgrund ihrer hohen Stromtragfähigkeit - auch den Flächenverbrauch minimieren. Damit reduzieren sich sowohl die Verlegekosten wie auch der Planungsaufwand. Hinzu kommt, wie bereits erläutert, dass der Strom auch auf einer niedrigeren Spannungsebene transportiert werden kann - ohne die Nachteile konventioneller Technik. Dabei ist allerdings auch zu

beachten, dass ein effizienter Stromtransport für die Übertragungsnetzbetreiber gar nicht unbedingt von Vorteil ist:

"Die Wirtschaftlichkeit von langlaufenden Innovationsprojekten wird durch die Regulierungsperioden-systematik stark eingeschränkt. Aufgrund dieser Systematik werden Erträge aus Innovationen eines Netzbetreibers in Länge und Höhe begrenzt. Es ist daher ungewiss, ob sich Effizienzsteigerungen durch Innovationen amortisieren können, denn typischerweise stellen sich im Netzbetrieb Vorteile aus innovativen Lösungen erst mittel- oder langfristig ein. Somit gehen Amortisationsdauern, gerade bei gedeckelten Effizienzgewinnen, häufig über die Regulierungsperiode hinaus. Effizienzgewinne vor Erreichen der Amortisation werden damit anteilig dem Netzkunden gutgebracht, sodass sich solche Innovationsprojekte aus Sicht des Netzbetreibers nicht nur nicht rentieren, sondern finanziell sogar nachteilig sein können. (Fußnote im Text: Diese Problematik wurde bereits 2015 im Evaluierungsbericht der BNetzA identifiziert und mit dem Efficiency-Carry-Over eine Lösungsmöglichkeit aufgezeigt (jedoch nicht umgesetzt)."

Der Interessenverband Supraleitung fragt, warum die Bundesregierung, die in dem "Arbeitsplan Energieeffizienz" klar dafür Position bezieht, Energie zu sparen, hier Regularien geschaffen hat, die Effizienzsteigerungen verhindern. Dies steht in klarem Widerspruch zu der Aussage des Bundeswirtschaftsministeriums:

"Dabei geht es darum, kurzfristig wirksame Maßnahmen zur Energieeinsparung mit strukturellen Maßnahmen zur Verringerung des Energieverbrauchs zu verbinden. Nur mit dem richtigen regulatorischen Rahmen und wirksamen ökonomischen Anreizen kann eine dauerhafte, nachhaltige Senkung des Energiebedarfs erreicht werden."

In die gleiche Richtung zielt das 8. Energieforschungsprogramm, das hervorhebt, dass Supraleiter "nahezu verlustfrei" übertragen.

Supraleiterkabel können die Netzverluste, die die Übertragungsnetzbetreiber für 2045 mit 40TWh prognostizieren, halbieren - trotz der notwendigen Kühlung. Würden die Supraleiterkabel in einer Wasserstoff-Pipeline geführt, würde der Kühlaufwand vollständig entfallen. Hier sind substantielle Effizienzgewinne realisierbar.

Volatile erneuerbare Energien sicher einbinden

Der Umbau der Stromversorgung von fossilen Brennstoffen auf erneuerbare Energiequellen macht einen grundlegenden Um- und Ausbau unserer Stromnetze notwendig. Die Übertragungsnetzbetreiber stellen hierzu fest:

Mit der kontinuierlich zunehmenden Einspeisung durch

Offshore-Windenergieanlagen geht eine entsprechende Zunahme des notwendigen Nord-Süd, Nord-Ost und Nord-West Transportbedarfs einher, um die Energie in die Lastzentren vor allem im Westen und Süden des Landes zu transportieren. Verstärkt wird dieser Effekt durch den beschlossenen Ausstieg aus der Kern- und Kohlekraft und den individuell steigenden Strombedarf je Bundesland. Die resultierende Erzeugungslücke kann durch die zusätzliche Erzeugung aus regenerativen Quellen, insbesondere der Offshore-Windenergie, vermindert werden. Dazu ist jedoch die Netzstruktur des Übertragungsnetzes entsprechend auszuliegen."

Durch die Volatilität erneuerbarer Energiequellen steigen die Anforderungen an die Netzschutztechnik. DC-Leistungsschalter für die geplanten

525-kV-Leitungen sind bislang noch in der Entwicklung und werden gerade in ersten Pilotprojekten getestet. Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen damit, dass sie in der zweiten Hälfte 2030er zur Verfügung stehen. Dem gegenüber können Supraleiterkabel so ausgelegt werden, dass sie strombegrenzend sind. Dadurch können Investitionen in die Netzschutztechnik minimiert, Netzreserven besser genutzt und die Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Zudem ist bei Supraleiterkabeln von einer hohen Lebensdauer auszugehen, da aufgrund der Kühlung keine thermische Alterung stattfindet.

Wirtschaftlichkeit nachhaltig betrachten

Letztlich stehen die Übertragungsnetzbetreiber auch dafür ein, den Netzausbau möglichst wirtschaftlich zu gestalten. Also müssen Planungen auf einer realistischen Basis erstellt werden.

Dies bedeutet zweierlei: Zum einen müssen die Kosten für die Ausbauprojekte wirtschaftlich sein und zum anderen müssen die benötigten Materialien, Anlagen etc. verfügbar sein.

Zur Wirtschaftlichkeit haben wir schon in unserem Beitrag zum ersten Entwurf des NEP wie folgt Stellung genommen. In die Wirtschaftlichkeitsberechnung

sollten nicht nur, Material, Baukosten, Betriebskosten etc. eingerechnet werden, sondern auch die Kosten für den Flächenverbrauch aus Umweltsicht, die Eingriffe in die Natur z.B. durch Tiefbauarbeiten sowie die Kosten für Prozesse, ev. Umplanungen und die Verzögerungen des Netzausbaus.

Klar ist, dass innovative Technik erst einmal in der Anschaffung teurer ist als konventionelle Systeme, da noch keine Skaleneffekte die Produktion verbilligen. Entsprechend sind Supraleiterkabel zurzeit noch teurer in der Anschaffung als konventionale Kabelsysteme. Langfristig gesehen, lohnt sich diese Investition jedoch, da die Netzverluste halbiert werden, Einsparungen bei der Netzschutztechnik möglich sind und die Netzplanung erheblich vereinfacht werden könnte. Dass der Regulierungsrahmen so gefasst werden muss, dass auch die Übertragungsnetzbetreiber von dem Einsatz innovativer Technologien und Systeme profitieren ist unseres Erachtens ein wichtiger Baustein für eine nachhaltige Planung der Übertragungsnetze.

Langfristig gesehen werden Supraleiterkabel wesentlich wirtschaftlicher werden als konventionelle Kabelsysteme, die erheblich mehr Rohstoffe verbrauchen. Die Rohstoffpreise sind höchst volatil - Experten prognostizieren aber einen Anstieg insbesondere der Kupferpreise, da Kupfer für den Ausbau der Energieinfrastruktur und die Elektromobilität dringend gebraucht würde. Selbstverständlich fordern die Übertragungsnetzbetreiber auch, dass Verfügbarkeit gegeben ist und sie Planungssicherheit haben, wenn sie über den Einsatz innovativer Technik wie Supraleiterkabel nachdenken. Um entsprechende Kabel vorzuhalten muss aber zuerst ein Pilotprojekt zur Entwicklung der gewünschten Standards stattfinden. Von der Supraleiterbranche kann, ebenso wenig wie von etablierten Unternehmen, erwartet werden, dass sie Kabel produzieren ohne irgendwelche Abnahmegarantien. Da die Planungen aber in der Regel langfristig erfolgen, gehen wir davon aus, dass eine fristgerechte Produktion nach Auftragserteilung problemlos möglich ist.

FAZIT - Netze der Zukunft nicht mit der Technik von gestern bauen
Deutschland verfügt als einziges Land Europas über die gesamte Wertschöpfungskette der Supraleitertechnologie - von der Materialherstellung über die Anwendungsentwicklung und Kryotechnik bis hin zur wissenschaftlichen Evaluierung. Hier sind die Bedingungen optimal zur Erprobung dieser effizienten Querschnittstechnologie, auch damit die volkswirtschaftlichen Gewinne da erwirtschaftet werden, wo die technische Entwicklung - teils mit staatlichen Fördergeldern - stattgefunden hat. Die Vorteile der Supraleiterkabel sind offensichtlich und decken sich mit den gesellschaftlichen Zielen, energieeffizient zu wirtschaften, Rohstoffe zu sparen und die Umwelt zu schonen.

Spätestens jetzt ist der richtige Moment ein Pilotprojekt für die Erprobung von Supraleiterkabeln im Übertragungsnetz zu starten. Damit wäre sichergestellt, dass Supraleiterkabel eingesetzt werden können, wenn die Platzverhältnisse und Umweltauflage dies dringend erfordern. Erste solche Fälle sind schon abzusehen. Ein Beispiel hierfür ist die Anlandung des Offshore-Windstroms durch das UNESCO Weltnaturerbe Wattenmeer. Hierfür ist nur ein begrenzter Korridor freigegeben - auch bei der Weiterführung des Windstroms an Land ist es nur eine Frage der Zeit, wann es zu Platzproblemen kommt.

Bei dem Beschluss, dass die Erdverkabelung Vorrang vor dem Bau von Freileitungen hat, gab es bei den Übertragungsnetzbetreibern zuerst große Vorbehalte. Auch hier sorgte die Anpassung des Regulierungsrahmens dafür, dass die Erdverkabelung zur Regel statt zur Ausnahme wurde. Supraleiterkabel schaffen

- mehr Akzeptanz für Netzausbauprojekte, da sie wenig Platz benötigen und Strom praktisch ohne Verluste und emissionsfrei transportieren
 - steigern die Effizienz der Übertragungsnetze
 - sparen Rohstoffe
 - sind durch ihre inhärente strombegrenzenden Eigenschaften optimal für die Einbindung volatiler erneuerbarer Energiequellen in das Übertragungsnetz
- Entsprechend muss der Regulierungsrahmen auch jetzt angepasst werden, so dass Innovationen Eingang in die Stromnetze finden und wir die Stromnetze von morgen nicht mit der Technik von gestern bauen.



Interessenverband Supraleitung e.V. –Agrippinawerft 6 – 50678 Köln

Interessenverband Supraleitung e.V.

Agrippinawerft 6

50678 Köln

Der Interessenverbands Supraleitung e.V. ist mit der Veröffentlichung dieser Stellungnahme einverstanden.

Supraleiter lösen Probleme des Netzausbaus!

Der Interessenverband Supraleitung e.V., ivSupra, hat erfreut festgestellt, dass immer mehr Menschen den Einsatz von Supraleiter(kabel)n in den Übertragungsnetzen wünschen. Umso bedauerlicher ist die Entscheidung der Übertragungsnetzbetreiber, einen möglichen Einsatz von Supraleiter(kabel)n in die ferne Zukunft zu vertagen und sie in keinem Pilotprojekt zu erproben¹, obwohl gerade in Deutschland die Bedingungen dafür ideal sind. Die deutsche Supraleiterbranche deckt die gesamte Wertschöpfungskette der Supraleitertechnologie ab. Dies ist in Europa einzigartig.

Der europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber teilt diese Skepsis nicht und qualifiziert Supraleiter als einen „Game Changer“² und definiert den Technical Readiness Level von Supraleiterkabeln zwischen mindestens TRL 6 (DC-Kabel) und TRL 7 (AC-Kabel). Entsprechend wurde auf europäischer Ebene ein weiteres Supraleiterkabel-Projekt, SCARLET, gestartet, das u.a. zum Ziel hat, Empfehlungen für den „HVDC-Supraleitungsstandard der Zukunft“³ zu erarbeiten.

Supraleiter bieten viele Möglichkeiten für die Stromnetze

Beim Einsatz der Supraleitertechnologie im Rahmen des Netzausbaus liegt der Fokus auf supraleitenden Kabelsystemen. Auch in unseren bisherigen Stellungnahmen haben wir uns vollständig hierauf beschränkt. Wir möchten aber betonen, dass Supraleiter darüber hinaus weitere technische Möglichkeiten bieten, deren Berücksichtigung in der Netzplanung einige Probleme lösen könnten. Wir nennen nur zwei Beispiele:

- **Supraleitende Fehlerstrombegrenzer** reagieren in Millisekundenschnelle und sind eigensicher. Sie ermöglichen eine engere Vermaschung vorhandener Netze und eine sichere Einbindung volatiler Energiequellen, da sie die Netze und die nachgelagerte Netztechnik zuverlässig vor Überspannungsschäden schützen. Auf Mittelspannungsniveau wurden sie bereits ausführlich erprobt und erste Demonstratoren im Hochspannungsbereich

¹ Netzentwicklungsplan Strom 2037 / 2045, Version 2023, 2. Entwurf, S. 177

² ENTSO-E Vision, A Power System for a Carbon Neutral Europe, 10.10.2023, S. 17

³ <https://www.rifs-potsdam.de/de/forschung/supraleitende-kabel-fuer-eine-nachhaltige-energiewende-scarlet>



sind in Russland, China und Korea in Betrieb. In einer Studie rechnet das Karlsruher Institut für Technologie mit einer Entwicklungszeit für einen 340 KV-Begrenzer von fünf Jahren.⁴

- **Supraleitende Flywheel-Speicher** sind extrem reaktionsschnell und können in Sekunden Strom aufnehmen und abgeben. Im Gegensatz zu konventionellen Schwungradspeichern sind sie eigensicher und haben keine Reibungsverluste. Ihre Reaktionsschnelligkeit macht sie zum idealen Zwischenschritt zwischen Netz und Batteriespeichern, deren Reaktion oft um einige Sekunden verzögert eintritt, da sie Netzschwankungen durch ihre große Flexibilität sofort ausgleichen. So erleichtern sie die Einbindung volatiler erneuerbarer Energiequellen. In diesem Bereich ist allerdings noch einige Entwicklungsarbeit zu leisten.

Supraleiterkabel – Das Kabel der Zukunft jetzt planen!

Die ÜNB argumentieren, dass nicht abzusehen sei „Inwieweit Supraleitungen für große Projekte mit langen Distanzen geeignet sind“⁵, da bislang nur auf Mittelspannungsebene mit kurzen Kabeln Betriebserfahrungen gesammelt wurde.

Hierzu ist folgendes festzustellen: Da die Vorteile supraleitender Kabel so groß sind, ist es eigentlich erstaunlich, dass die Übertragungsnetzbetreiber kein einziges Pilotprojekt gestartet haben, um diese Technologie für die Übertragungsnetze zu qualifizieren:

1. **Die hohe Stromtragfähigkeit führt dazu, dass Supraleiterkabel äußerst kompakt sind.**
Das bedeutet, dass
 - a. die Trassen wesentlich schmaler sein können als bei konventionellen Kabeln. Konkret liegt die Trassenbreite für Supraleiterkabel bei zwei (2!) Metern. Dies verringert die Kosten für die benötigte Trassenfläche und die folgende Trassenpflege substantiell
 - b. ein einziges Kabel ein ganzes Kabelsystem aus mehreren Kabeln ersetzt, und damit die Tiefbau-, Verlege- und Transportkosten deutlich reduziert werden.
 - c. wesentlich weniger Rohstoffe verbraucht werden
2. **Supraleiter leiten Wechselstrom mit äußerst geringen und Gleichstrom ohne elektrische Verluste.**
 - a. So können Supraleiterkabel – trotz der notwendigen Kühlung – die Netzverluste halbieren.
 - b. Außerdem können aufgrund dieser Eigenschaft große Strommengen auf einem niedrigeren Spannungsniveau transportiert werden. Damit werden Einsparungen bei der nachgelagerten Netztechnik möglich, deren Kosten mit zunehmender Spannung exponentiell steigen.
3. **Supraleiterkabel haben keine Emissionen.**
 - a. Da sie den Boden nicht erwärmen, wird dieser auch nicht ausgetrocknet.

⁴ Noe, M et al. 2023. *380 kV Superconducting Fault Current Limiter Feasibility Study*. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing. DOI: <https://doi.org/10.5445/KSP/1000161057>, S. 123.

⁵ Netzentwicklungsplan Strom 2037 / 2045, Version 2023, 2. Entwurf, S. 177.



- b. Da sie keine elektromagnetischen Felder emittieren, stoßen sie auf weniger Widerstand und erhöhen die Akzeptanz von Netzausbauprojekten.
- c. Dies ermöglicht auch eine Verlegung von Supraleiterkabel direkt neben Daten- oder Wasserleitungen ohne jegliche Interferenzen oder Beeinträchtigungen. Auch Interferenzen mit GPS-gestützten Landmaschinen sind ausgeschlossen.

Diese Vorteile haben wir ausführlich in unserer ersten Stellungnahme zum ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 / 2045 dargelegt. Die Konsultation hat – wie im zweiten Entwurf berichtet – gezeigt, dass sich viele für den Einsatz von Supraleiterkabeln ausgesprochen. Dies ist ein weiterer Beleg dafür, dass der Einsatz von Supraleiterkabeln die Akzeptanz des Netzausbaus erhöht und so zu seiner Beschleunigung beitragen kann.

In der Konsultation zur Strategischen Umweltprüfung werden wir noch einmal ausführlich auf die umweltbezogenen Argumente eingehen.

Die Stromnetze zukunftsfähig ausbauen

Hier möchten wir aber den Schwerpunkt auf die Zukunftsfähigkeit unserer Stromnetze legen. Wie die Übertragungsnetzbetreiber feststellen, werden die

„Anforderungen an das Stromübertragungsnetz [...] immer komplexer. Die Dekarbonisierung mittels Elektrifizierung sorgt dafür, dass immer größere Mengen an Strom verbraucht und teilweise über längere Strecken transportiert werden. Zudem muss auf eine wetterbedingt volatile Erzeugung erneuerbarer Energien (EE) reagiert und das Netz immer flexibler betrieben werden können. Die Weiterentwicklung des Stromnetzes ist somit wichtiger Bestandteil einer gelingenden Energiewende.“⁶

Der Transport immer größerer Strommengen über teils große Distanzen bedeutet erstens, dass die Netze in großem Maßstab ausgebaut werden müssen – und dies schnell, um die Klimaziele einzuhalten. Es bedeutet zweitens, dass die Netze so effizient wie möglich sein müssen. Drittens müssen sie so ausgelegt sein, dass die Versorgungssicherheit jederzeit gewährleistet ist.

In diesem Spannungsfeld ist nachvollziehbar, dass die Übertragungsnetzbetreiber möglichst auf altbewährte Technologien zurückgreifen. Schon der von der Politik durchgesetzte Vorrang von Erdkabeln statt Freileitungen hat sie vor große Herausforderungen gestellt. So erklären die Übertragungsnetzbetreiber denn auch:

„Die Übertragungsnetzbetreiber haben in diesem Netzentwicklungsplan nur jene Innovationen berücksichtigt, deren Marktverfügbarkeit bzw. Einsatzreife heute schon vorliegt bzw. absehbar ist. Sollten weitere Innovationen im Verlauf der nächsten NEP-Zyklen die Markt- bzw. Einsatzreife erlangen, so werden die ÜNB eine Berücksichtigung im NEP prüfen.“⁷

⁶ Netzentwicklungsplan Strom 2037 / 2045, Version 2023, 2. Entwurf, S. 16

⁷ Ebd., S. 176

Stärkere Förderung von Innovationen im Regulierungsrahmen festschreiben

Die Übertragungsnetzbetreiber sind der Ansicht, dass sie der Regulierungsrahmen daran hindert Innovationen einzusetzen.

„Der derzeitige Regulierungsrahmen setzt nicht ausreichende Anreize für kosteneffiziente und technologie-neutrale Innovationen im Übertragungsnetz sowie digitale und klimafreundliche Lösungen. Daher ist ein regulatorischer Rahmen für innovative Lösungen im Übertragungsnetz erforderlich, der Technologieoffenheit auf dem Weg zur Klimaneutralität fördert. Es besteht die Notwendigkeit, diese Herausforderungen zu adressieren und die Wirtschaftlichkeitslücke von neuen Technologien zu schließen.“

Wir sehen die Bundesregierung in der Pflicht, den Regulierungsrahmen so zu gestalten, dass Innovationen, die oft mit staatlicher Förderung entwickelt wurden, auch in den Stromnetzen angewendet werden. Die Übertragungsnetzbetreiber zu verpflichten, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und zu erwarten, dass sie das Risiko tragen ohne den Nutzen haben, wenn sie Innovationen in den Netzen einsetzen, ist ein Widerspruch. Für zukunftsfähige Stromnetze sind innovative technische Lösungen unverzichtbar.

In diesem Zusammenhang begrüßen wir den umfangreichen Konsultationsprozess des Netzentwicklungsplans, der ermöglicht neue Ideen einzubringen und so die Informationsbasis der Planungen zu verbreitern. Außerdem bietet er die Gelegenheit schon im Vorfeld eine große Akzeptanz für den Netzausbau zu schaffen.

Netzausbau beschleunigen – Innovationen nutzen

Einen schnellen Netzausbau wird es nur geben, wenn die Ängste und Bedenken gegen den Ausbau der einzelnen Streckenabschnitte ausgeräumt werden können. Die Gründe für den Widerstand gegen den Netzausbau sind in der Regel der Umweltschutz und die möglichen Auswirkungen elektromagnetischer Strahlung. Hier punkten Supraleiterkabel, da sie nur sehr schmale Trassen benötigen und Strom emissionsfrei leiten.

In dem zweiten Entwurf des NEPs argumentieren die Übertragungsnetzbetreiber für den Ausbau mit HGÜ:

„Die etablierte Drehstromtechnik (AC-Technologie) ermöglicht eine kostengünstige und effiziente Transformation in hohe Spannungen für den Transport sowie die Bereitstellung vieler Abspannpunkte zur Versorgung von Regionen und Städten bzw. zur Aufnahme von regional erzeugtem Strom. Auf langen Strecken stößt die AC-Technologie allerdings physikalisch an ihre Grenzen.“

Eine besondere Stärke der HGÜ-Technologie liegt in der verlustarmen Übertragung hoher Leistung über lange Distanzen. Würde zur Deckung weiträumiger Transportaufgaben ein reines Drehstromnetz geplant werden, dann wäre ein weitaus großflächigerer Netzausbau nötig, welcher zudem mehr Raum als der DC-Ausbau in Anspruch nehmen würde.“⁸

⁸ Ebd., S. 168

Bislang beschränken sich die Erfahrungen der Übertragungsnetzbetreiber mit HGÜ-Leitungen auf sogenannte „Punkt-zu-Punkt-Verbindungen“⁹. Auch hier ist noch einige Entwicklungsarbeit zu leisten, müssen technische Standards erst entwickelt werden.¹⁰

Stromnetze effizienter gestalten

Es stellt sich also die Frage, warum die Übertragungsnetzbetreiber nicht parallel ein Pilotprojekt zur Standardisierung von DC-Supraleiterkabeln aufsetzen, die Strom nachweislich am effizientesten leiten, da sie keinerlei elektrische Verluste haben und zudem – aufgrund ihrer hohen Stromtragfähigkeit – auch den Flächenverbrauch minimieren. Damit reduzieren sich sowohl die Verlegekosten wie auch der Planungsaufwand. Hinzu kommt, wie bereits erläutert, dass der Strom auch auf einer niedrigeren Spannungsebene transportiert werden kann – ohne die Nachteile konventioneller Technik. Dabei ist allerdings auch zu beachten, dass ein effizienter Stromtransport für die Übertragungsnetzbetreiber gar nicht unbedingt von Vorteil ist:

„Die Wirtschaftlichkeit von langlaufenden Innovationsprojekten wird durch die Regulierungsperiodensystematik stark eingeschränkt. Aufgrund dieser Systematik werden Erträge aus Innovationen eines Netzbetreibers in Länge und Höhe begrenzt. Es ist daher ungewiss, ob sich Effizienzsteigerungen durch Innovationen amortisieren können, denn typischerweise stellen sich im Netzbetrieb Vorteile aus innovativen Lösungen erst mittel- oder langfristig ein. Somit gehen Amortisationsdauern, gerade bei gedeckelten Effizienzgewinnen, häufig über die Regulierungsperiode hinaus. Effizienzgewinne vor Erreichen der Amortisation werden damit anteilig dem Netzkunden gutgebracht, sodass sich solche Innovationsprojekte aus Sicht des Netzbetreibers nicht nur nicht rentieren, sondern finanziell sogar nachteilig sein können. (Fußnote im Text: Diese Problematik wurde bereits 2015 im Evaluierungsbericht der BNetzA identifiziert und mit dem Efficiency-Carry-Over eine Lösungsmöglichkeit aufgezeigt (jedoch nicht umgesetzt).“¹¹

Der Interessenverband Supraleitung fragt, warum die Bundesregierung, die in dem „Arbeitsplan Energieeffizienz“ klar dafür Position bezieht, Energie zu sparen, hier Regularien geschaffen hat, die Effizienzsteigerungen verhindern. Dies steht in klarem Widerspruch zu der Aussage des Bundeswirtschaftsministeriums:

*„Dabei geht es darum, kurzfristig wirksame Maßnahmen zur Energieeinsparung mit strukturellen Maßnahmen zur Verringerung des Energieverbrauchs zu verbinden. **Nur mit dem richtigen regulatorischen Rahmen und wirksamen ökonomischen Anreizen kann eine dauerhafte, nachhaltige Senkung des Energiebedarfs erreicht werden.**“¹²*

⁹ Ebd., S. 176

¹⁰ Ebd., S.176

¹¹ Ebd., S. 190

¹² BMWK, Energiesparen für mehr Unabhängigkeit. Arbeitsplan Energieeffizienz, Berlin 17.5.2022. Hervorhebung von dem ivSupra



In die gleiche Richtung zielt das 8. Energieforschungsprogramm, das hervorhebt, dass Supraleiter „nahezu verlustfrei“¹³ übertragen.

Supraleiterkabel können die Netzverluste, die die Übertragungsnetzbetreiber für 2045 mit 40TWh prognostizieren, halbieren – trotz der notwendigen Kühlung. Würden die Supraleiterkabel in einer Wasserstoff-Pipeline geführt, würde der Kühlaufwand vollständig entfallen. Hier sind substantielle Effizienzgewinne realisierbar.

Volatile erneuerbare Energien sicher einbinden

Der Umbau der Stromversorgung von fossilen Brennstoffen auf erneuerbare Energiequellen macht einen grundlegenden Um- und Ausbau unserer Stromnetze notwendig. Die Übertragungsnetzbetreiber stellen hierzu fest:

*Mit der kontinuierlich zunehmenden Einspeisung durch Offshore-Windenergieanlagen geht eine entsprechende Zunahme des notwendigen Nord-Süd, Nord-Ost und Nord-West Transportbedarfs einher, um die Energie in die Lastzentren vor allem im Westen und Süden des Landes zu transportieren. Verstärkt wird dieser Effekt durch den beschlossenen Ausstieg aus der Kern- und Kohlekraft und den individuell steigenden Strombedarf je Bundesland. Die resultierende Erzeugungslücke kann durch die zusätzliche Erzeugung aus regenerativen Quellen, insbesondere der Offshore-Windenergie, vermindert werden. Dazu ist jedoch die Netzstruktur des Übertragungsnetzes entsprechend auszulegen.*¹⁴

Durch die Volatilität erneuerbarer Energiequellen steigen die Anforderungen an die Netzschutztechnik. DC-Leistungsschalter für die geplanten 525-kV-Leitungen sind bislang noch in der Entwicklung und werden gerade in ersten Pilotprojekten getestet. Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen damit, dass sie in der zweiten Hälfte 2030er zur Verfügung stehen.¹⁵ Dem gegenüber können Supraleiterkabel so ausgelegt werden, dass sie strombegrenzend sind. Dadurch können Investitionen in die Netzschutztechnik minimiert, Netzreserven besser genutzt und die Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Zudem ist bei Supraleiterkabeln von einer hohen Lebensdauer auszugehen, da aufgrund der Kühlung keine thermische Alterung stattfindet.

Wirtschaftlichkeit nachhaltig betrachten

Letztlich stehen die Übertragungsnetzbetreiber auch dafür ein, den Netzausbau möglichst wirtschaftlich zu gestalten. Also müssen Planungen auf einer realistischen Basis erstellt werden.

Dies bedeutet zweierlei: Zum einen müssen die Kosten für die Ausbauprojekte wirtschaftlich sein und zum anderen müssen die benötigten Materialien, Anlagen etc. verfügbar sein.

¹³ BMWK, 8. Energieforschungsprogramm zur angewandten Energieforschung – Forschungsmissionen für die Energiewende, 10/2023, S. 30.

¹⁴ Netzentwicklungsplan Strom 2037 / 2045, Version 2023, 2. Entwurf, S.244

¹⁵ Netzentwicklungsplan Strom 2037 / 2045, Version 2023, 2. Entwurf, S. 182



Zur Wirtschaftlichkeit haben wir schon in unserem Beitrag zum ersten Entwurf des NEP wie folgt Stellung genommen. In die Wirtschaftlichkeitsberechnung sollten nicht nur, Material, Baukosten, Betriebskosten etc. eingerechnet werden, sondern auch die Kosten für den Flächenverbrauch aus Umweltsicht, die Eingriffe in die Natur z.B. durch Tiefbauarbeiten sowie die Kosten für Prozesse, ev. Umplanungen und die Verzögerungen des Netzausbaus.

Klar ist, dass innovative Technik erst einmal in der Anschaffung teurer ist als konventionelle Systeme, da noch keine Skaleneffekte die Produktion verbilligen. Entsprechend sind Supraleiterkabel zurzeit noch teurer in der Anschaffung als konventionale Kabelsysteme. Langfristig gesehen, lohnt sich diese Investition jedoch, da die Netzverluste halbiert werden, Einsparungen bei der Netzschutztechnik möglich sind und die Netzplanung erheblich vereinfacht werden könnte. Dass der Regulierungsrahmen so gefasst werden muss, dass auch die Übertragungsnetzbetreiber von dem Einsatz innovativer Technologien und Systeme profitieren ist unseres Erachtens ein wichtiger Baustein für eine nachhaltige Planung der Übertragungsnetze.

Langfristig gesehen werden Supraleiterkabel wesentlich wirtschaftlicher werden als konventionelle Kabelsysteme, die erheblich mehr Rohstoffe verbrauchen. Die Rohstoffpreise sind höchst volatil – Experten prognostizieren aber einen Anstieg insbesondere der Kupferpreise¹⁶, da Kupfer für den Ausbau der Energieinfrastruktur und die Elektromobilität dringend gebraucht würde.

Selbstverständlich fordern die Übertragungsnetzbetreiber auch, dass Verfügbarkeit gegeben ist und sie Planungssicherheit haben, wenn sie über den Einsatz innovativer Technik wie Supraleiterkabel nachdenken. Um entsprechende Kabel vorzuhalten muss aber zuerst ein Pilotprojekt zur Entwicklung der gewünschten Standards stattfinden. Von der Supraleiterbranche kann, ebenso wenig wie von etablierten Unternehmen, erwartet werden, dass sie Kabel produzieren ohne irgendwelche Abnahmegarantien. Da die Planungen aber in der Regel langfristig erfolgen¹⁷, gehen wir davon aus, dass eine fristgerechte Produktion nach Auftragserteilung problemlos möglich ist.

FAZIT – Netze der Zukunft nicht mit der Technik von gestern bauen

Deutschland verfügt als einziges Land Europas über die gesamte Wertschöpfungskette der Supraleitertechnologie – von der Materialherstellung über die Anwendungsentwicklung und Kryotechnik bis hin zur wissenschaftlichen Evaluierung. Hier sind die Bedingungen optimal zur

¹⁶ Z.B. <https://www.wallstreet-online.de/nachricht/17516945-kupfer-spannungsfeld-kurzfristigem-einbruch-mittelfristiger-nachfrage>; oder <https://www.finanzen.net/nachricht/rohstoffe/hoehere-nachfrage-erwartet-aluminium-kupfer-nickel-und-zink-moody-s-hebt-sektorausblick-fuer-metalle-an-eisenerz-als-ausnahme-12295959>, abgerufen am 20.11.2023

¹⁷ Vgl. Ebd., S. 107ff.



Erprobung dieser effizienten Querschnittstechnologie, auch damit die volkswirtschaftlichen Gewinne da erwirtschaftet werden, wo die technische Entwicklung – teils mit staatlichen Fördergeldern – stattgefunden hat. Die Vorteile der Supraleiterkabel sind offensichtlich und decken sich mit den gesellschaftlichen Zielen, energieeffizient zu wirtschaften, Rohstoffe zu sparen und die Umwelt zu schonen.

Spätestens jetzt ist der richtige Moment ein Pilotprojekt für die Erprobung von Supraleiterkabeln im Übertragungsnetz zu starten. Damit wäre sichergestellt, dass Supraleiterkabel eingesetzt werden können, wenn die Platzverhältnisse und Umweltauflage dies dringend erfordern. Erste solche Fälle sind schon abzusehen. Ein Beispiel hierfür ist die Anlandung des Offshore-Windstroms durch das UNESCO Weltnaturerbe Wattenmeer. Hierfür ist nur ein begrenzter Korridor freigegeben – auch bei der Weiterführung des Windstroms an Land ist es nur eine Frage der Zeit, wann es zu Platzproblemen kommt.

Bei dem Beschluss, dass die Erdverkabelung Vorrang vor dem Bau von Freileitungen hat, gab es bei den Übertragungsnetzbetreibern zuerst große Vorbehalte. Auch hier sorgte die Anpassung des Regulierungsrahmens dafür, dass die Erdverkabelung zur Regel statt zur Ausnahme wurde. Supraleiterkabel schaffen

- mehr Akzeptanz für Netzausbauprojekte, da sie wenig Platz benötigen und Strom praktisch ohne Verluste und emissionsfrei transportieren
- steigern die Effizienz der Übertragungsnetze
- sparen Rohstoffe
- sind durch ihre inhärente strombegrenzenden Eigenschaften optimal für die Einbindung volatiler erneuerbarer Energiequellen in das Übertragungsnetz

Entsprechend muss der Regulierungsrahmen auch jetzt angepasst werden, so dass Innovationen Eingang in die Stromnetze finden und wir die Stromnetze von morgen nicht mit der Technik von gestern bauen.



500054

Online-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 500054
Eingangsdatum: 20.11.2023
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation: BürgerEnergie Thüringer Vogtland
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:

Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme:

BürgerEnergie Thüringer Vogtland n.e.V.

Beteiligung an der Konsultation 2. Entwurf Netzentwicklungsplan 2037/ 45

Mit der Veröffentlichung sind wir ausdrücklich einverstanden!

Zugang zu bezahlbarer, verlässlicher, nachhaltiger und moderner Energie für alle sichern ist Ziel 7 des Weltzukunftsvertrages. - Die Netzentwicklungsplanung ist völlig aus dem Ruder gelaufen: Mittlerweile 300 Mrd. € Investition allein in das Höchstspannungsnetz sind weder wirtschafts- noch sozialverträglich. Dabei findet der Technologiewandel vor allem in den unteren Netzebenen statt. Und Wind und Sonne sind (wenn auch mit unterschiedlicher Intensität) überall verfügbar.

Mit den im NEP 2037 unterstellten Bedarf an Batteriespeichern ist eine völlig andere Netzstruktur möglich: Durch Quartierspeicher auf Netzebene 6 und Großspeicher auf Netzebene 4 können Netzebenen 7 und 5 zeitweilig aus dem Verbund genommen werden, der dann tatsächlich zu einem Übertragungsnetz wird und nicht mehr für die Systemstabilität erforderlich ist.

Sehr begrüßt wird der Vorschlag der BNetzA, für den Szenariorahmen eine Systementwicklungsstrategie zivilgesellschaftlich auszuhandeln. In diesen Diskurs werden wir uns als BürgerEnergie sehr intensiv einbringen - und fundamentale Kritik am NEP 2037 hier kurz halten.

Nicht nachvollziehbar sind die künftig unterstellten hohen Netto-Stromimporte. Die Herausforderungen der Dekarbonisierung sind für vorgeblichen Exporteure

teils viel höher als für Deutschland. In der Konsultation zum 1. Entw. NEP 2037 haben wir ausgeglichene Handelsbilanzen als Planungsgrundlage gefordert und stellen hier klar, dass es uns nicht um Autarkie sondern um Autonomie geht. (So liegen die hohen Netto-Stromimporte der letzten Monate nicht an fehlenden Kraftwerkskapazitäten, Deutschland ist gegenwärtig autonom! Hochproblematisch waren die enormen Ausfälle französischer AKW's und ist deren Uranbezug aus dem Niger.)

Die Ausbauziele onshore Windkraft sind völlig unzureichend, insbesondere nach 2035. Die Fehlallokation offshore ist nicht im NEP zu erörtern. Wohl aber die exorbitante Ausweitung geplanter HGÜ-Erdkabel. Erstens tätigt die Industrie Neu- und Ersatzinvestitionen dort, wo Energie preiswert verfügbar ist, was nicht mit Subventionen regulatorisch verhindert werden darf. Zweitens wird es keine Seetransporte von flüssigem Wasserstoff geben, weil dieser vor Ort zu Ammoniak, Harnstoff, Sunfuel, Aluminium, Eisen usw. verarbeitet und exportiert werden wird. Drittens sollen bereits 2032 die bestehenden Wasserstoffverbundnetze durch Umwidmung einiger dafür geeigneter Erdgasleitungen und wenige neue Pipelines zu einem 10.000 km Industriewasserstoffnetz ausgebaut werden (an dem dann auch einige wenige H₂-Gaskraftwerke angeschlossen werden). Falls es wirtschaftlich sein sollte, Elektrolyse auf oder an der Nordsee zu betreiben, findet der Energietransport durch Pipelines statt. Und viertens kann ein HGÜ-Netz nur im europäischen Supergrid "e-Highway 2050" gedacht werden. Immerhin sind die im NEP 2037 neu aufgenommene offshore-Hubs in diesem Sinne.

Der Ausverkauf kritischer Infrastruktur unter Schröder und Merkel wurde (wie der kriminelle Energiecharta-Vertrag) als Kapitalmobilisierung für hohe Investitionen begründet. - Der australische Pensionsfonds hat bei 50Hertz 1.000 % Profit eingestrichen, für ein Netz, das die Stromkunden schon bezahlt hatten und nun wieder an das Königreich Belgien bezahlen. Das Königreich der Niederlande hat keine einzige Leitung zwischen ehemals Prueßag und Bayernwerke neu gebaut. Eine Regelzone von der Nordsee bis zu den Alpen mit einer einzigen 380-kV-Doppelleitung (bei Aschaffenburg) verbunden, ist ein absolutes Unding. Und jetzt führt Tennet Holding B.V. Verkaufsverhandlungen,

dass wieder die deutschen Bürger zahlen sollen. Zur Vermeidung weiterer Fehlallokationen muss Deutschland in mehrere Strompreiszonen aufgeteilt werden, was die Übertragungsnetzbetreiber bisher tabuisiert hatten. Diese Entscheidung kann bereits in einer Systementwicklungsstrategie fallen, kann aber auch Ergebnis des NEP 2037 nach dem NOVA-Prinzip sein (zur Mäßigung des Ausbaubedarfes). Und die Bildung von Strompreiszonen muss nach der Netzstruktur und nicht nach Verwaltungsstrukturen oder nach Netzeigentümern erfolgen. - Schweden und Norwegen haben jeweils vier Strompreiszonen mit sehr erheblichen Stromtransporten über sehr große Distanzen von Nord nach Süd über 308-KV-AC-Leitungen. Italien hat sogar sechs Strompreiszonen und das kleine Dänemark derer zwei.

Sehr positiv im NEP 2037 ist die Aufnahme der von uns seit langem geforderten Lückenschlüsse im 50Hertz-Netz (mit graphischer Darstellung Marktgebiet Ost mit 16-GW-AC-Backbone Ostsee -Alpen, April 2019) Die bayerische Staatsregierung sollte jetzt schnellstens den Bau der Trasse von Schalkau nach Grafenrheinfeld (bzw. Bergrheinfeld) ermöglichen und durchsetzen, damit das Baurecht für die Auflage der Stromkreise 3 und 4 auf das Gestänge der Trasse Vieselbach - Altenfeld - Schalkau nicht verfällt.

Für das erstmalig identifizierte Projekt P641 sollte die Anbindung nicht im Suchraum Erleben erfolgen sondern im UW Helmstedt. Damit könnte der Bedarf für die Netzverstärkung Wolmirstedt - Helmstedt im Projekt P33 entfallen. - Zur Entlastung des Netzknotens Wolmirstedt hatten wir eine Verknüpfung der Trasse Klostermansfeld - Wolmirstedt vom Suchraum Schwanebeck nach Helmstedt vorgeschlagen. Die Verbindung bis Suchraum Eulenberg ist schlüssig. Ob nun über Hemsdorf oder Schwanebeck ist eine Frage des günstigsten Trassenverlaufes.

Das Projekt P635 sollte geteilt werden. Der kleine Abschnitt Suchraum Zerbst - Marke ist schnellstens zu realisieren. Welcher Bedarf für den großen Abschnitt Zerbst - Jerichow - Grabowhöfe tatsächlich besteht, wird nach 2032 besser zu beurteilen sein.

Projekt P625 ist schlüssig, wenn PSW Niederwartha an Streumen angebunden wird. Ansonsten sollte Die Trasse Schmölln - Röhrsdorf für die Versorgung Dresdens von Süden her ausreichend sein, wenn auch mit Ausbau/ Neubau UW. (Das HGÜ-Erdkabel Nüttermoor - Streumen DC40 ist für die Versorgung des Netzgebietes 50Hertze genau so wenig erforderlich, wie der Süd-OstLink oder alle anderen HGÜ-Erdkabel.)

Auch wenn Polen beim Ausbau der Windenergie Deutschland inzwischen überholt hat (besser gesagt, hat Deutschland inzwischen Polen unterboten), bleibt bereits bilanzielle Eigenversorgung für Polen eine so gewaltige Herausforderung, dass Turów bis 2045 am Netz bleiben soll, während das in Zentralpolen gelegene Be?chatów zwischen 2030 und 2036 schrittweise vom Netz geht. Wenn jetzt im NEP wegen vorgeblich nicht anders beherrschbarer EE-Einspeisung im Raum Horka mit P626 der Bedarf einer neuen 380-kV-Leitung Bärwalde - Hagenwerder - (Nikolausdorf) identifiziert wird, entsteht der Eindruck, dass ab 2030 die im Tagebau Turów (ehemals Hirschfelde) geförderte Braunkohle bis 2045 für deutschen Bedarf verstromt wird#8230; (Ein Schelm, der Böses dabei denkt. Für die Transformation benötigt Deutschland einen gewaltigen Ausbau der Onshore Windkraft im Süden und das gehört in die Systementwicklungsstrategie. Netzausbau kann das nicht leisten.)

Marktgebiet Ost ohne HGÜ-Erdkabel mit starkem „16-GW-AC-Backbone“

- 4 Doppelleitungen für n-1-sichere 16 GW Übertragung
 - das Backbone ist mit Nachbarnetzen verbunden
 - 7 Standorte für große Pumpspeicherwerke
 - 12 Mrd. € billiger als 1.800 km Erdkabel
- 300 km Lückenschluss im 380-kV-Netz**
1,8 Mrd. € (Gesamtkosten)

 Zerbst–Marke
 Delitzsch–Taucha
 Würgau–Ludersheim

 Herlasgrün
 –Mechlenreuth
 Regensburg–Sittling
 Ingolstadt–Meitingen

HGÜ-Erdkabel
13,8 Mrd. €

 DC 4 „SüdLink“
 DC 5 „SüdOstLink“
 DC 20 „SüdOstLink“

———— Backbone
 Verlängerung
 - - - - Lücke

**Meckpomm-
 Leitung**

**Güstrow –
 – Altheim**

**Siedenbrünzow
 – Pleinting**

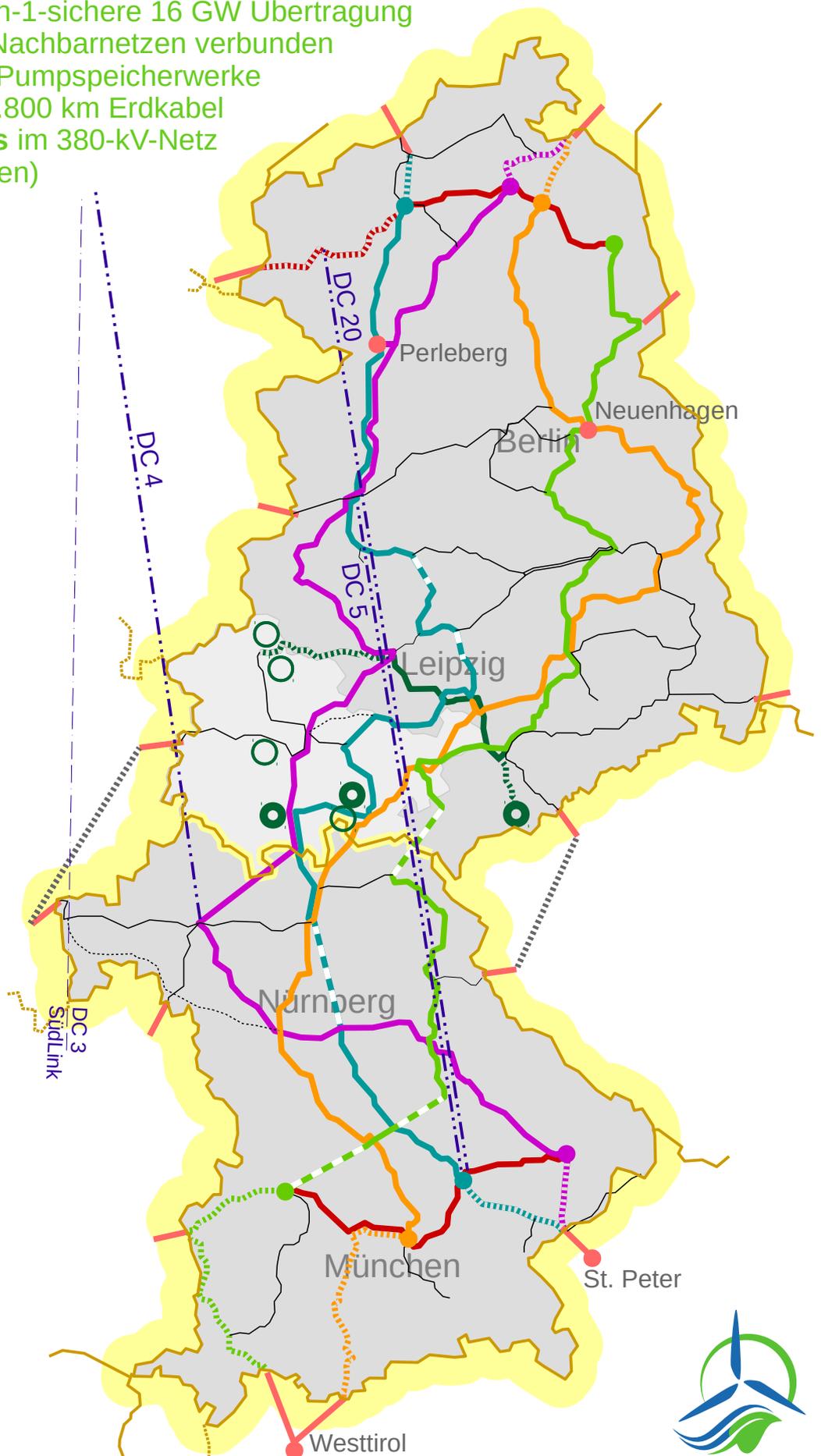
**Iven –
 – Ottenhofen**

**Pasewalk –
 – Meitingen**

**Südbayern-
 Leitung**

**Leistungsfluss-
 steuerung**

PSW ○





700004

Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700004
Eingangsdatum: 24.10.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Bayerischer Bauernverband

Anrede:

Titel:

Vorname:

Nachname:

Straße, Hausnummer / Postfach:

PLZ, Ort:

E-Mail:

Telefon:

Veröffentlichung:

Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 7

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

anbei unsere Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan 2037.

Mit freundlichen Grüßen



Bayerischer Bauernverband
Hauptgeschäftsstelle Unterfranken
Werner-von-Siemens-Straße 55a - 97076 Würzburg



www.BayerischerBauernVerband.de

[cid:_1_0D9F8E100D9F8B9C00433AB6C1258A52]

Exklusiv informiert - Informationsdienste online bestellen

<https://www.BayerischerBauernVerband.de/Newsletter><<https://www.bayerischerbauernverband.de/Newsletter>>

<https://www.BayerischerBauernVerband.de/BauernInfos><<https://www.bayerische rbauernverband.de/BauernInfos>>

[cid:_4_0D9FA0300D9F9DBC00433AB6C1258A52]

[cid:_4_0D9FA23C0D9F9DBC00433AB6C1258A52]

[cid:_4_0D9FA4780D9F9DBC00433AB6C1258A52]

[cid:_4_0D9FA6B40D9F9DBC00433AB6C1258A52]

[cid:_4_0D9FA8F00D9F9DBC00433AB6C1258A52]

Text aus Anhang -----

Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan Strom 2037-2045 (2023)

Sehr geehrte Damen und Herren,

der Bayerische Bauernverband Unterfranken lehnt alle neuen Projekte in seinem Dienstgebiet Unterfranken ab.

Es muss möglich sein durch vernünftigem Zubau über erneuerbare Stromerzeugung, technischer Steuerungen im Verbrauch und Fertigstellung des Suedlinks sowie Aufseilung Grafenrheinfeld Rittershausen auf 380 kV weitere Belastungen des Raumes insbesondere der Landwirtschaft mit neuen Leitungsbauprojekten zu vermeiden.

Auch in den bisherigen Anhörungen haben wir P43 Fulda Mainleitung abgelehnt. Nach wie vor sollte die Leitung von Fulda Richtung Frankfurt in das Verbrauchsgebiet direkt gebaut werden und nicht den Umweg über Bergheinfeld nehmen.

Aktuell wurde von Tennet ein Korridor nicht mehr an der BAB A 7 sondern gebündelt mit der ICE Trasse Fulda Würzburg, der Erdgasleitung Sannerz Rimpf und 380 kV Freileitung Aschaffenburg Grafenrheinfeld vorgeschlagen. Nachdem P43 zwar im NEP bestätigt aber nicht planfestgestellt ist, sollte zumindest die Variante mit einem neuen Netzverknüpfungspunkt z.B. bei Karlstadt- Gambach geprüft werden. Nachdem in früheren Darstellungen zum NEP die Auslastung der P43 mit durchschnittlich 15 bis 19 % (es waren in verschiedenen Szenarien unterschiedliche Zahlen genannt) und die maximale Auslastung mit 68 % angegeben wurde, sollte geprüft werden, ob durch eine Verknüpfung mit der bestehenden Freileitung Aschaffenburg Grafenrheinfeld der

Teilbereich Gambach bis Bergheinfeld für die P43 entfallen könnte. Der Strombedarf ist doch überwiegend im Bereich Aschaffenburg Hanau über den Verknüpfungspunkt am Kraftwerk Großkrotzenburg. Der Strom könnte mit einem neuen Verknüpfungspunkt bei Gambach direkt in den Main-Rhein-Raum verbunden werden, statt zuerst bis Bergheinfeld und dann wieder zurück zu fließen. Das hängt natürlich von den Lastsituationen im Gesamtnetz ab.

Wir fordern aber eindringlich eine solche Variante zu untersuchen, wenn netzwirksam zu bestätigen und damit möglichst einen erheblichen Teilabschnitt Neubau von Gambach bis Bergheinfeld zu vermeiden.

Der Suedlink ist noch nicht gebaut und schon sollen weitere Gleichstrom HGÜ Verbindungen in den Ausbauplan des Bundes eingestellt werden. Wir befürchten eine Bündelung von DC 42 in unserem Raum mit dem Suedlink. Wir kämpfen noch mit einer Akzeptanz des Suedlinks. Bei der letzten Änderung des Bundesbedarfsplanes konnte eine in Diskussion befindliche höhere Übertragungsleistung mit einem weiteren Leitungsgraben politisch abgewendet werden. Das muss auch weiterhin so bleiben. Dementsprechend lehnen wir DC 41 und DC 42 ab und widersprechen deutlich einer Bündelung mit dem Suedlink und Linienführung durch Unterfranken. Wir sehen bereits jetzt mit Vorlage der genauen Linienführung und vielen notwendigen Unterbohrungen, dass der Korridor des Suedlinks nicht für eine weitere Planung taugt. Aber auch der gesamte übrige Raum Unterfrankens ist für eine Erdkabeltrasse äußerst kritisch zu betrachten, wie die Ergebnisse der Variantenuntersuchungen für den Suedlink zeigen.

Ebenso lehnen wir P481 Großkrotzenburg Trennfeld Raitersaich mit Neubau 380 kV Freileitung und Umspannwerk und P675 (M854) Trennfeld Höpfigen mit Neubau einer 380 kV Freileitung ab.

Es kann nicht sein, dass Unterfranken Stromtransitland für die Industriezentren Rhein Main und Stuttgart Neckar sowie Nürnberg wird und das Land für den ungebremsten Stromhunger der Städte bluten muss. Die Industrieregionen müssen auch selbst maßgeblich zur Erzeugung beitragen anstatt nur auf Transit zu setzen ohne fairen Ausgleich für die massiven Eingriffe in das Lebensumfeld und die Grundstücke zu gewähren.

Mit freundlichen Grüßen



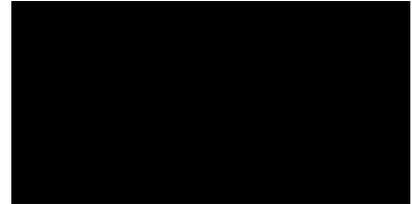
Bayerischer Bauernverband · Hauptgeschäftsstelle Unterfranken
Werner-von-Siemens-Straße 55 a · 97076 Würzburg

Ansprechpartner:

Telefon:

Telefax:

E-Mail:



Datum: 24.10.2023

Bundesnetzagentur
Netzentwicklungsplan
nep-2023@bnetza.de

Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom

Unser Zeichen, unsere Nachricht vom



Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan Strom 2037-2045 (2023)

Sehr geehrte Damen und Herren,

der Bayerische Bauernverband Unterfranken lehnt alle neuen Projekte in seinem Dienstgebiet Unterfranken ab.

Es muss möglich sein durch vernünftigen Zubau über erneuerbare Stromerzeugung, technischer Steuerungen im Verbrauch und Fertigstellung des Suedlinks sowie Aufseilung Grafenrheinfeld Rittershausen auf 380 kV weitere Belastungen des Raumes insbesondere der Landwirtschaft mit neuen Leitungsbauprojekten zu vermeiden.

Auch in den bisherigen Anhörungen haben wir P43 Fulda Mainleitung abgelehnt. Nach wie vor sollte die Leitung von Fulda Richtung Frankfurt in das Verbrauchsgebiet direkt gebaut werden und nicht den Umweg über Bergheinfeld nehmen.

Aktuell wurde von Tennet ein Korridor nicht mehr an der BAB A 7 sondern gebündelt mit der ICE Trasse Fulda Würzburg, der Erdgasleitung Sannerz Rimpfard und 380 kV Freileitung Aschaffenburg Grafenrheinfeld vorgeschlagen.

Nachdem P43 zwar im NEP bestätigt aber nicht planfestgestellt ist, sollte zumindest die Variante mit einem neuen Netzverknüpfungspunkt z.B. bei Karlstadt- Gambach geprüft werden. Nachdem in früheren Darstellungen zum NEP die Auslastung der P43 mit durchschnittlich 15 bis 19 % (es waren in verschiedenen Szenarien unterschiedliche Zahlen genannt) und die maximale Auslastung mit 68 % angegeben wurde, sollte geprüft werden, ob durch eine Verknüpfung mit der bestehenden Freileitung Aschaffenburg Grafenrheinfeld der Teilbereich Gambach bis Bergheinfeld für die P43 entfallen könnte. Der Strombedarf ist doch überwiegend im Bereich Aschaffenburg Hanau über den Verknüpfungspunkt am Kraftwerk Großkrotzenburg. Der Strom könnte mit einem neuen Verknüpfungspunkt bei Gambach direkt in den Main-Rhein-Raum verbunden werden, statt zuerst bis Bergheinfeld und dann wieder zurück zu fließen. Das hängt natürlich von den Lastsituationen im Gesamtnetz ab.

.../2

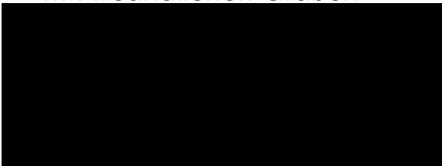
Wir fordern aber eindringlich eine solche Variante zu untersuchen, wenn netzwirksam zu bestätigen und damit möglichst einen erheblichen Teilabschnitt Neubau von Gambach bis Bergheinfeld zu vermeiden.

Der Suedlink ist noch nicht gebaut und schon sollen weitere Gleichstrom HGÜ Verbindungen in den Ausbauplan des Bundes eingestellt werden. Wir befürchten eine Bündelung von DC 42 in unserem Raum mit dem Suedlink. Wir kämpfen noch mit einer Akzeptanz des Suedlinks. Bei der letzten Änderung des Bundesbedarfsplanes konnte eine in Diskussion befindliche höhere Übertragungsleistung mit einem weiteren Leitungsraben politisch abgewendet werden. Das muss auch weiterhin so bleiben. Dementsprechend lehnen wir DC 41 und DC 42 ab und widersprechen deutlich einer Bündelung mit dem Suedlink und Linienführung durch Unterfranken. Wir sehen bereits jetzt mit Vorlage der genauen Linienführung und vielen notwendigen Unterbohrungen, dass der Korridor des Suedlinks nicht für eine weitere Planung taugt. Aber auch der gesamte übrige Raum Unterfrankens ist für eine Erdkabeltrasse äußerst kritisch zu betrachten, wie die Ergebnisse der Variantenuntersuchungen für den Suedlink zeigen.

Ebenso lehnen wir P481 Großkrotzenburg Trennfeld Raitersaich mit Neubau 380 kV Freileitung und Umspannwerk und P675 (M854) Trennfeld Höpfigen mit Neubau einer 380 kV Freileitung ab.

Es kann nicht sein, dass Unterfranken Stromtransitland für die Industriezentren Rhein Main und Stuttgart Neckar sowie Nürnberg wird und das Land für den ungebremsten Stromhunger der Städte bluten muss. Die Industrieregionen müssen auch selbst maßgeblich zur Erzeugung beitragen anstatt nur auf Transit zu setzen ohne fairen Ausgleich für die massiven Eingriffe in das Lebensumfeld und die Grundstücke zu gewähren.

Mit freundlichen Grüßen





700007

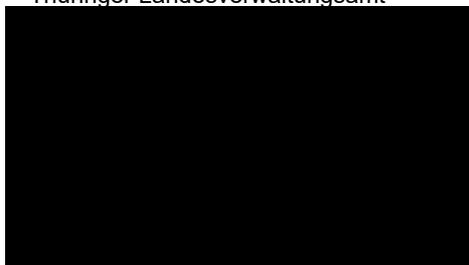
Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
AktENZEICHEN: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700007
Eingangsdatum: 26.10.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:

Thüringer Landesverwaltungsamt



Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

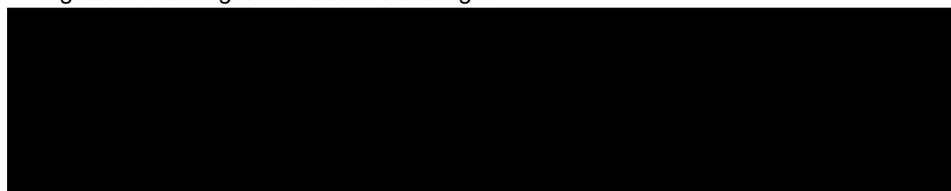
Stellungnahme: Sehr geehrte Damen und Herren,

in der gestrigen Sitzung des Planungsausschusses der RPG Südwestthüringen wurde die „Stellungnahme der RPG Südwestthüringen im Rahmen der Konsultation zum zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom 2037/2045 (2023)“ beschlossen. Diese übersenden wir Ihnen anbei. Das Original ist auf dem Postweg unterwegs zu Ihnen.

Mit freundlichen Grüßen
Im Auftrag



REGIONALE PLANUNGSGEMEINSCHAFT SÜDWESTTHÜRINGEN
Regionale Planungsstelle Südwestthüringen



Informationen zum Umgang mit Ihren Daten im Thüringer Landesverwaltungsamt finden Sie im Internet unter www.thueringen.de/th3/tlvwa/datenschutz/. Auf Wunsch übersenden wir Ihnen eine Papierfassung.



REGIONALE PLANUNGSGEMEINSCHAFT SÜDWESTTHÜRINGEN

Körperschaft des öffentlichen Rechts
VORSITZENDER DES PLANUNGS-AUSSCHUSSES

Regionale Planungsstelle Südwestthüringen
Karl-Liebknecht-Straße 4 • 98527 Suhl

Bundesnetzagentur
Stichwort: Konsultation NEP Strom 2023-2037/2045
Postfach 8001
53105 Bonn

E-Mail: nep-2023@bnetza.de

Ihr Zeichen/Ihre Nachricht vom

Unser Zeichen (Bitte bei Antwortschreiben angeben)

Hildburghausen
25.10.2023

Stellungnahme der Regionalen Planungsgemeinschaft (RPG) Südwestthüringen im Rahmen der Konsultation zum zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom 2037/2045 (2023)

(Beschluss-Nr.: PLA 20/403/2023)

Die Bundesnetzagentur hat am 08. September 2023 den zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045 (2023) der vier Übertragungsnetzbetreiber und ihre vorläufigen Prüfergebnisse veröffentlicht. Bis zum 20.11.2023 besteht die Möglichkeit, sich dazu zu äußern.

Die gleichzeitige Konsultation von Netzentwicklungsplan und Umweltbericht ist in diesem Durchgang aufgrund erweiterter gesetzlicher Vorgaben für die Umweltprüfung nicht möglich. Voraussichtlich im Laufe des vierten Quartals 2023 wird noch eine eigene Öffentlichkeits- und Behördenbeteiligung zur Strategischen Umweltprüfung stattfinden.

Nach Prüfung der auf der Website der Bundesnetzagentur unter www.netzausbau.de/nep eingestellten Unterlagen nimmt die RPG Südwestthüringen wie folgt Stellung:

Um den im Zuge der Energiewende auf der Grundlage der dazu erlassenen Gesetzespakete (u.a. Wind-an-Land-Gesetz) angestrebten Zubau an erneuerbaren Energien (speziell bei der Windenergienutzung) netztechnisch abzusichern, bedarf es aus Sicht der RPG Südwestthüringen einer Verbesserung der Verknüpfung der Höchstspannungsebene (380 kV) mit der Hochspannungsebene (110 kV) im südöstlichen Teil der Planungsregion. Ein solcher Netzverknüpfungspunkt war in Verbindung mit der Errichtung der 380-kV-Südwestkuppelleitung im Raum Schalkau vorgesehen, wurde bisher planungsseitig aber nicht weiterverfolgt. Da auch im zweiten Entwurf des NEP Strom 2037/2045 (2023) keine Aussagen dazu enthalten sind, ergeht seitens der RPG Südwestthüringen erneut die Forderung, einen solchen zusätzlichen Netzverknüpfungspunkt in der Planungsregion einzuordnen.

Landratsamt Hildburghausen • Vorsitzender des Planungsausschusses und Landrat Thomas Müller o.V.i.A.
Wiesenstraße 18 • 98646 Hildburghausen
Telefon: 03685 / 445 - 101 • Telefax: 03685 / 445 - 500

Regionale Planungsgemeinschaft Südwestthüringen • Regionale Planungsstelle • Karl-Liebknecht-Straße 4 • 98527 Suhl
Telefon: 0361/57331-5301 • Telefax: 0361/57331-5302
E-Mail: regionalplanung-sued@tlvwa.thueringen.de • Internet: <https://regionalplanung.thueringen.de>

Informationen zum Umgang mit Ihren Daten innerhalb der Regionalplanung Thüringens finden Sie im Internet unter:
<https://regionalplanung.thueringen.de/datenschutz/> Auf Wunsch übersenden wir Ihnen eine Papierfassung.

Des Weiteren betrachtet es die RPG Südwestthüringen als ein eklatantes Versäumnis der Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz und TenneT) wie auch der Bundesnetzagentur als Koordinierungsbehörde, dass die mit dem Neubau der Südwestkuppelleitung gegebene Möglichkeit eines durchgängigen 4-systemigen Ausbaus der 380-kV-Freileitungsinfrastruktur zwischen Thüringen und Bayern nicht frühzeitig koordiniert und auch auf TenneT-Gebiet fortgesetzt wurde. Hierzu sollten mit Blick auf die Energiewende weitere Prüfungen erfolgen.

Startnetz: SuedLink/ Vorhaben 3 und 4, Abschnitt D1

Die RPG Südwestthüringen hat in ihren Stellungnahmen zur Bundesfachplanung des Sued-Link und im Rahmen des Anhörungsverfahrens zur Planfeststellung dargelegt, dass durch die Vielzahl erheblicher methodischer und inhaltlicher Defizite im Planungsprozess (Analyse und Bewertung) eine den Auswirkungen des Vorhabens auf die Belange der Raumordnung angemessene Beurteilungsgrundlage nicht gegeben ist. Auf die Problematik des sachgerechten Nachweises der Zielvereinbarkeit wurde bereits in der Stellungnahme zur Bundesfachplanung (Vorhaben 3 und 4, Abschnitt C) vom 04.06.2019 hingewiesen.

Ferner wurden in der Stellungnahme der RPG Südwestthüringen zur Antragskonferenz zum Planfeststellungsverfahren vom 11.03.2021 weitere Hinweise/Einwendungen gegeben, die u.a Grundlage für eine ordnungsgemäße Ermittlung als Voraussetzung einer gerechten Abwägung im Zuge der Planfeststellung sein sollten. Dem wurde nur teilweise entsprochen. Insbesondere den Einwendungen bzw. auch eigenen Ankündigungen des Vorhabenträgers aus den Erörterungsterminen zur Bundesfachplanung (Verweis auf die sachgerechte Klärung bestimmter Fachfragen im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens) bzw. Einwendungen aus der Antragskonferenz zum Planfeststellungsverfahren in Bezug auf raumordnerische oder andere raumrelevante Belange wurde nicht angemessen Rechnung getragen. Dies betrifft insbesondere die sachgerechte Beurteilung der Vorranggebiete Landwirtschaftliche Bodennutzung (Konfliktwirkung: gering = mit dem Vorhaben vereinbar) und (damit in Beziehung stehend) die Einbeziehung der Folgewirkungen des Klimawandels bei der Beurteilung der zukünftigen Umweltauswirkungen des Vorhabens. Die generelle Kritik an den methodisch-inhaltlichen Mängeln sowie an der Durchführung des Verfahrens wird daher aufrecht erhalten.



Müller

Vorsitzender des Planungsausschusses
Landrat



700008

Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700008
Eingangsdatum: 27.10.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Bayerischer Bauernverband

Anrede:

Titel:

Vorname:

Nachname:

Straße, Hausnummer / Postfach:

PLZ, Ort:

E-Mail:

Telefon:

Veröffentlichung:

Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 0

Stellungnahme:

Mail soll als Konsultationsbeitrag behandelt werden.



Sehr geehrter ,

Ich war am Dienstag 17.10.2023 in der Videokonferenz zum NEP dabei.

Ich habe verstanden, dass auch schon bestätigte Projekte wieder mit berechnet werden.

Bei der Fulda-Main-Leitung zeichnet sich eine Trassenführung im westlichen Korridor über den Landkreis Main-Spessart ab. Ab Karlstadt-Gambach bündelt die neue Leitung mit der Bestandsleitung 380 kV Aschaffenburg Bergheinfeld.

Es stellt sich die Frage, ob bei der geringen Auslastung von durchschnittlich 15 bis 19 % (Daten aus früheren NEP Unterlagen) ab der Bündelung bei Gambach die neue Leitung überhaupt bis Bergheinfeld neu gebaut werden muss.

Die Stromlücke ist ja eher in Richtung Aschaffenburg Großkrotzenburg. Die Auslastung der Leitung Aschaffenburg Bergheinfeld ist uns auch nicht bekannt.

Die Idee ist jetzt, ob über ein Umspannwerk bei Gambach der Lastfluss so auf die Bestandsleitung verteilt bzw. eingespeist werden kann, dass die Bestandsleitung nicht überlastet aber gut ausgenutzt werden kann und der Teil ab Gambach bis Bergheinfeld der Fulda Main Leitung entfallen könnte.

Auch wenn das Bedarfsplangesetz den Verknüpfungspunkt bei Bergheinfeld vorsieht, sollte die dargestellte Variante geprüft werden.

Ich bitte um diese Prüfung, die wir mangels vollständiger Daten und der entsprechenden Modellierungsprogramme nicht selbst vornehmen können.

Für eine Rückmeldung wäre ich sehr dankbar.

Danke.

Mit freundlichen Grüßen





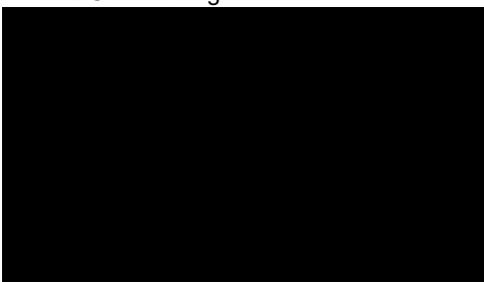
700016

Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700016
Eingangsdatum: 09.11.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation: NABU Schleswig-Holstein
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:



Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 2

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

anbei erhalten Sie die Stellungnahme des NABU Schleswig-Holstein zu dem o.a. Vorhaben - 2. Entwurf des NEP - Konsultation NEP Strom 2023 – 2037/2045.

Mit freundlichen Grüßen



[signature_131045105]

NABU Schleswig-Holstein
Bereich Verbandsbeteiligung
Angelika Krützfeldt
Färberstr. 51
24534 Neumünster





NABU Schleswig-Holstein Färberstraße 51 24534 Neumünster

Bundesnetzagentur
Postfach 8001
33105 Bonn

per E-Mail an: nep-2034@bnetza.de

NABU Schleswig-Holstein

Bearbeitung
Fritz Heydemann
Stellvertr. Landesvorsitzender

Start der Konsultationsphase zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans

Neumünster, 09.11.2023

**Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2037 mit Ausblick 2045,
Version 2023, zweiter Entwurf
hier: Projekt P 71: Netzverstärkung und -ausbau Audorf /
Süd - Kiel / neu - Trent - Göhl / West - M 47**

NABU Schleswig-Holstein
Verbandsbeteiligung

Sehr geehrte Damen und Herren,

zu dem o.a. Vorhaben nimmt der NABU Schleswig-Holstein wie folgt Stellung.

Der NABU Schleswig-Holstein hat erhebliche Bedenken gegen die nach dem NEP, Projekt P 71 als Maßnahme 47 (M 47) vorgesehene Errichtung einer 380 kV-Freileitung auf der Strecke Kiel - Göhl. Der NABU bittet eindringlich darum, diese Maßnahme wegen ihrer unverhältnismäßig hohen Umweltbelastungen, hier v.a. im Hinblick auf Belange des Vogelschutzes, aus dem Netzentwicklungsplan zu streichen.

Begründung:

Die auf der Karte des NEP (S. 517) grob skizzierte Trassenführung ist aus ornithologischer Sicht höchst problematisch, da sie mehrere bedeutende Brut- und Rastgebiete bzw. deren nahes Umfeld überqueren würde.

Von den Leiterseilen, insbesondere von dem dünnen, über die Mastspitzen gezogenen Erdleiterseil einer etwa 60 m in den Luftraum

NABU Schleswig-Holstein
Färberstraße 51
24534 Neumünster

USt-ID DE134806301
St.-Nr. 20/292/87034

Spendenkonto
Sparkasse Südholstein
IBAN DE16 2305 1030 0000 2850 80
BIC NOLADE21SHO

Der NABU ist ein staatlich anerkannter Naturschutzverband (nach § 63 BNatSchG) und Partner von Birdlife International. Spenden und Beiträge sind steuerlich absetzbar. Erbschaften und Vermächnisse an den NABU sind steuerbefreit.

ragenden Höchstspannungsleitung gehen gravierende Gefahren für fliegende Vögel aus. Dies betrifft zum einen Zugvögel, die vor allem nachts ziehen und dann an den Leitungen verunglücken. Gerade auf dem Herbstzug in die Überwinterungsgebiete, bei dem Tiefdruckwetterlagen die ziehenden Vögel oft veranlassen, in geringeren Höhen zu fliegen, und Nebel die Sicht verschlechtert, sind an Freileitungen besonders viele Opfer zu verzeichnen. Selbst eine dichte Bestückung der Seile mit Markern würde diese Gefahrenquelle nicht ausreichend entschärfen. In einer Region, die wie die Kreise Plön und Ostholstein für den Vogelzug von zentraler Bedeutung ist, wäre diese quer zur Hauptzugrichtung verlaufende, weit in den Luftraum ragende Stromtrasse nicht zu vertreten. Des Weiteren werden durch derartige 'Verdrahtungen' des Flugraumes auch die Brutvögel, hier hauptsächlich die größeren Arten wie z.B. Seeadler, Kranich, Schwarz- und Weißstorch, Schwäne und Gänse, der betroffenen Gebiete gefährdet.

Bereits die jetzt auf Teilen der bezeichneten Strecke verlaufende 110 kV-Leitung stellt eine gravierende Gefahrenquelle für Zug- und Brutvögel dar. Eine deutlich höhere 380 kV-Leitung würde das Gefahrenpotenzial erheblich steigern. Besonders problematisch ist dabei die übliche hoch angelegte Konstruktion über die sogenannten Donaumasten, bei denen die Leiterseile und Erdleiter an Traversen auf mehreren Ebenen aufgehängt werden. Einebenenmasten können jedoch das Anflugrisiko für Vögel verringern.

Nach der o.g. Skizze würden u. a. folgende als Vogellebensräume sehr relevante Gebiete tangiert werden:

- Postsee, Klosterforst Preetz, Pohnsdorfer Stauung: Das Areal ist v. a. zu Zugzeiten eines der vogelreichsten Areale im östlichen Hügelland und beherbergt u. a. einen Seeadlerbrutplatz, Kranichbrut- und -schlafplätze sowie Gänserastplätze.

- Fischteiche zwischen Plön und Selent: Dieser Bereich umfasst mehrere Teilgebiete des gleichnamigen EU-Vogelschutzgebiets. Zwischen den einzelnen Fischteichkomplexen (Lebrader -, Rixdorfer - und Lammershagener Teiche, Gödfeldteich) finden intensive Flugbewegungen von Bläss- und Graugänsen, diversen Entenarten, Höcker- und Singschwänen, Kranichen und Greifvögeln statt, da die Teiche oft im Wechsel als Nahrungs-, Mauser- und Rastgewässer dienen. v. a. die Lebrader Teiche werden nachts von großen Vogelschwärmen aufgesucht. Intensive korrespondierende Flugbewegungen bestehen auch zum nördlich gelegenen Selenter See

sowie zum Tresdorfer See im Südosten. Außerdem nutzen mehrere Seeadlerpaare und viele junge Adler die Teich- und Seenlandschaft. Dem Managementplan zufolge sind deshalb konsequenterweise auch die terrestrischen Räume zwischen den einzelnen Feuchtgebieten von hohen vertikalen Bauwerken (neben Windkraftanlagen auch Freileitungen) freizuhalten.

- Raum um Lütjenburg: Die Trasse würde hier die Kossau überqueren, eine Leitlinie für den Vogelzug. Weiter östlich würde bei Futterkamp die Niederung der Mühlenau überspannt werden. Diese Grünlandniederung ist während der Zug- und Rastzeiten ein wichtiges Nahrungshabitat für Gänse, Goldregenpfeifer, Brachvögel und Kraniche. Dicht nördlich befindet sich am Sehlendorfer See ein langjähriger, überregional bedeutender Kranichschlafplatz mit im Herbst über 1.000 Individuen, die beim Anflug von den südlich gelegenen Nahrungsflächen durch eine noch stärkere Verdrängung als bisher massiv gefährdet werden würden.

- Wesseker See, Oldenburger Graben: Der Wesseker See ist mit seinen ausgedehnten Schilfflächen ein sehr vogelreiches Gebiet (u.a. Gänse, Kraniche). In der Nähe befindet sich ein Seeadlerbrutplatz. Wie die Niederungswiesen des Oldenburger Grabens wird auch der Wesseker See als EU-Vogelschutzgebiet geführt.

Mit freundlichen Grüßen

gez.

████████████████████
NABU Schleswig-Holstein



700031

Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700031
Eingangsdatum: 15.11.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Bürgerinitiative Sahms

Anrede:

Titel:

Vorname:

Nachname:

Straße, Hausnummer / Postfach:

PLZ, Ort:

E-Mail:

Telefon:

Veröffentlichung:

Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 0

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

unser Dorf Sahms mit 440 Einwohnern ist nicht gegen die Energiewende oder nachhaltige Energiegewinnung. Wir stehen der Energiewende nicht negativ gegenüber, auch wenn diese scheinbar auf "unseren Rücken" ausgetragen werden soll.

Trotzdem möchten wir folgende Bedenken äußern:

- Unsere Sorgen und Bedenken zu Geräusch- und elektromagnetischen Belastungen konnten teilweise ausgeräumt werden - immer auf der Basis des Kenntnisstandes von aktuellen Umspannwerken. Das in Sahms soll jedoch das größte in Deutschland werden, im Moment kann noch gar nicht verlässlich gesagt werden, ob es zu Belastungen käme oder nicht. Entgegen der Prognosen brummen z. B. LNG-Terminals doch lauter als erwartet. Wer nähme dann unsere Sorgen ernst und was wäre noch zu lösen, wenn das Umspannwerk fertig gebaut schon so nah an der Wohnbebauung steht?

- die Betreiber gehen nach den gesetzlichen Vorgaben, z. B. dem Bündelungsgebot bei der Trassenplanung vor. Wir können nur spekulieren, dass es hierbei darum gehen soll, dass keine Steuergelder verschwendet werden sollen. Trotzdem würde es für ein Projekt, welches als "größtes Umspannwerk in Deutschland" bezeichnet wird und dessen Zweck auch sein soll, den Strom aus den Meeren in den Rest von Deutschland und Europa zu bringen, mehr Sinn machen, von der Wohnbebauung weiter weg zu gehen. Der derzeitige Standort ist von 3 Dörfern umringt, in naher Zukunft wäre sämtliches Ausbau- oder Vergrößerungspotential bereits erschöpft. Damit würde nur eine weitere Industriebrache geschaffen werden, weil ein neuer Standort gesucht werden müsste. Dann einfach größer zu denken und gleich einen Standort weiter weg von Wohnbebauung zu suchen, welcher auch der Trassenplanung entgegen käme, würde deutlich mehr Sinn machen. Hier ist das Denken in bürokratischen Dimensionen einfach nicht angebracht, da es sich um eine zukunftsweisende Größenordnung handelt.

- in unserem Augen findet Kommunikation zwischen den Betreibern statt, aber wir haben den Eindruck, dass es auch Probleme gibt. Bei der Trassenplanung scheint es zu Konfliktsituationen zu kommen, welche zu Lasten des Dorfes und seiner Bewohner gehen wird.

- in allen Argumentationen, Diskussionen und Informationsveranstaltungen wird betont, welche positiven Auswirkungen das Gesamtprojekt für Deutschland und Europa haben wird, somit soll jeder Bewohner davon profitieren. Unser Eindruck ist jedoch, dass ausschließlich wirtschaftliche Interessen und Gewinnmaximierung der Unternehmen im Vordergrund stehen. Es werden vordergründig Themen wie Naturschutz und Umwelt als große Argumente ausgenutzt, das menschliche Wohl und dessen Gefährdung spielen jedoch keine Rolle. Vermeintlich gibt es keine Alternativen, jedoch spielen für die Betreiber neben wirtschaftlichen Interessen vor allem Gründe wie die günstig gelegene Infrastruktur oder die geringe Anzahl der Verkäufer eine größere Rolle als sie sollte.

Wir bitten Sie als Bundesnetzagentur, im Gegensatz zu den Betreibern TenNet und 50Hertz, nicht nur den einen einzelnen Trassenverlauf zu beurteilen, sondern das Gesamtbild der anstehenden Belastungen für das Dorf durch die verschiedenen kumulierten Probleme wie Trassenverläufe/Netzverknüpfungspunkte/Konverter sowie der Folgeplanung zu betrachten.

Bei Fragen zu unseren Ausführungen nehmen Sie gern Kontakt zu uns auf.

Mit freundlichen Grüßen

die Bürgerinitiative Sahms



700038

Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700038
Eingangsdatum: 16.11.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation: IHK Ostwürttemberg
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:



Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 7

Stellungnahme:

(See attached file: IHK_Stgn.pdf)

Sehr geehrte Damen und Herren,

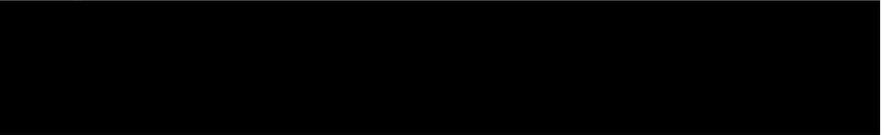
beiliegend erhalten Sie die Stellungnahme der IHK Ostwürttemberg zum
Netzentwicklungsplan.

Mit freundlichen Grüßen



Standortpolitik | Unternehmensförderung

IHK Ostwürttemberg
Ludwig-Erhard-Straße 1 | 89520 Heidenheim



Wir achten auf den Schutz Ihrer Daten. Unsere
Datenschutzhinweise. <<https://www.ostwuerttemberg.ihk.de/servicemarken/lhre-IHK/Impressum-und-Datenschutz/gesamtinformationen-zum-datenschutz/4285684>>

[cid:0__=4EBB00FADFC2A20C8f9e8a93df938690918c4EBB00FADFC2A20C@ihk.de] <<https://www.facebook.com/IHK-Ostw%C3%BCrttemberg-463175283697544/>>

[cid:1__=4EBB00FADFC2A20C8f9e8a93df938690918c4EBB00FADFC2A20C@ihk.de] <https://twitter.com/ihk_owue>

[cid:2__=4EBB00FADFC2A20C8f9e8a93df938690918c4EBB00FADFC2A20C@ihk.de] <<https://www.xing.com/companies/ihkostw%C3%BCrttemberg>>

[cid:3__=4EBB00FADFC2A20C8f9e8a93df938690918c4EBB00FADFC2A20C@ihk.de] <https://www.youtube.com/channel/UCZCAOM__BosDKkJmjx9vsXg>

[cid:4__=4EBB00FADFC2A20C8f9e8a93df938690918c4EBB00FADFC2A20C@ihk.de]

<https://www.facebook.com/Ostw%C3%BCrttembergs-Azubi-Blog-1074440829250207/?ref=aymt_homepage_panel>

[cid:5__=4EBB00FADFC2A20C8f9e8a93df938690918c4EBB00FADFC2A20C@ihk.de]

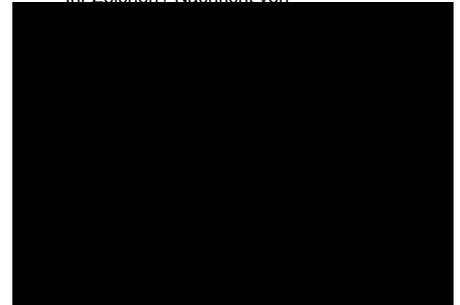
<<https://www.facebook.com/Erstaunliches-Ostw%C3%BCrttemberg-379690162221617/?ref=ts>>



IHK Ostwürttemberg, Postfach 14 60, 89504 Heidenheim

Bundesnetzagentur
Postfach 8001
53105 Bonn

Ihr Zeichen / Nachricht von



Konsultationsbeitrag zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045

16. November 2023

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir danken für die Möglichkeit zur Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045. Dies insbesondere vor dem Hintergrund, dass die Energiewende in Deutschland und somit auch in der Region Ostwürttemberg nur unter der Voraussetzung erfolgreich umgesetzt werden kann, dass Strom aus Erneuerbaren Energien bedarfsgerecht in ausreichender Menge, ohne große Netzschwankungen und zu wettbewerbsfähigen Preisen zur Verfügung steht.

Ostwürttemberg trägt die Energiewende mit und ertüchtigt in großem Umfang die regionalen Netze. Die Kosten für die Übertragungsnetzbetreiber, aber auch für unsere Unternehmen über die Netzentgelte, sind enorm. Das wichtige Ziel der bundesweiten Klimaneutralität ab 2045 belastet somit auf der Kostenseite auch unseren Wirtschaftsstandort. Auch auf kommunaler und regionaler Ebene wird die Energiewende in unserer Region vorangetrieben. Die lokalen Stromnetzbetreiber, Stadtwerke und auch die Netze ODR GmbH nehmen bereits große Anpassungen am Stromnetz vor und planen für die nächsten Jahre weitere kostenintensive Maßnahmen im lokalen Nieder-, Mittelspannungs- und Hochspannungsnetz. Die Netze ODR bspw. investiert in diesem Jahr 30 Mio. Euro. Dieser Betrag wird auf jährlich 90 Mio. Euro in 2030 und ab 2032 auf 250 Mio. Euro ansteigen müssen. Dies auch vor dem Hintergrund, dass die bei der Netze ODR GmbH bereits installierte Erzeugungsleistung der inzwischen mehr als 40.000 Anlagen (PV- und Wind-Parks) in 2023 bereits bei über 1,1 GWp liegt. Jedes Jahr

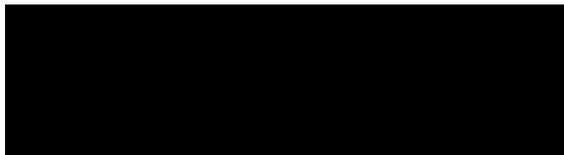
kommen zahlreiche neue Anfragen hinzu. Bereits in den kommenden Jahren sollen deshalb bis zu 6 GWp eingespeist werden.

Exemplarisch gehen wir im Folgenden auf eine Maßnahme aus dem 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans ein. Das Projekt P305 (siehe NEP Seite 632) wurde von TransnetBW in den Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 eingebracht. Projektiert ist eine wichtige Verstärkung der einzigen Transportnetzleitung für den Landkreis Heidenheim (M517 von Rotensohl nach Niederstotzingen) sowie weitere Maßnahmen (M 515 und M851) zur Anbindung an das weiterführende Transportnetz. Insbesondere aufgrund der o.g. von unseren Verteilnetzbetreibern auf regionaler Ebene umfassenden geplanten Maßnahmen ist ein Ersatzneubau wie von der TransnetBW vorgeschlagen für den An –und Abtransport des Stroms auf der Ebene des Höchstspannungsnetzes von großer Bedeutung. Da die Leitung bis 2037 laut TransnetBW ohnehin erneuert werden muss, wäre es sehr sinnvoll, diese als Ersatzneubau direkt zu planen und wie vom Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagen zu ertüchtigen. Das Projekt P305 ist noch nicht final geprüft und im Dokument der vorläufigen Prüfungsergebnisse unter dem Punkt „noch nicht zu einer vorläufigen Entscheidung gelangt“ enthalten.

Aus unserer Sicht wäre es sehr wünschenswert, dass eine Prüfung zeitnah positiv vollzogen wird. Nur mit einem Ersatzneubau und einer um etwa 100 Prozent stärkeren Transportnetzleitung können wir in der Region die lokale Energiewende auch in den 2030ern weiter zielgerichtet voranbringen und den Unternehmen und Netzbetreibern in der Region Energiesicherheit garantieren. Zudem kann die erwartete Menge an erneuerbarem Strom von anderen Spannungsnetzen abtransportiert und andere Regionen mitversorgt werden.

Für die Einbeziehung der Maßnahme P305 und weiterer genannter Maßnahmen in der Region in die weitere Netzentwicklungsplanung der Bundesnetzagentur danken wir und stehen für ergänzende Abstimmungen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen



Standortpolitik | Unternehmensförderung



700050

Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700050
Eingangsdatum: 17.11.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V.
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:



Anhänge:

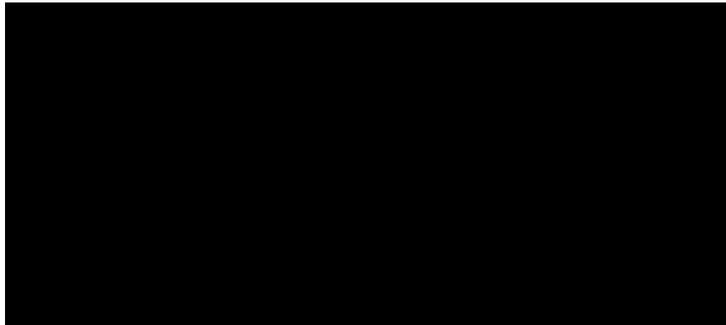
Anzahl der Anhänge: 5

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

beigefügt erhalten Sie unsere Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan Strom mit der Bitte um Beachtung.

Vielen Dank und freundliche Grüße



#zusammenveraendern

Nur durch Ihre Unterstützung sind wir stark!

Werden Sie Mitglied<<https://mitglied.bund.net/?wc=21726>>. Spenden Sie hier<<https://spenden.bund.net/?wc=20554>>

[Signatur 20222_ab Februar]<<https://www.bund.net/>>

[cid:image006.png@01D82426.D1182F90]

<<https://www.facebook.com/bund.bundesverband>>

[cid:image007.png@01D82426.D1182F90] <https://twitter.com/bund_net/>

[cid:image008.png@01D82426.D1182F90]

<https://www.instagram.com/bund_bundesverband/>

Informationen zur Datenverarbeitung nach DSGVO finden Sie unter www.bund.net/datenschutz<<http://www.bund.net/datenschutz>>



Bundesnetzagentur

Stichwort: Konsultation NEP Strom 2023-2037/2045

Postfach 8001

53105 Bonn

per E-Mail an nep-2023@bnetza.de

Stellungnahme des Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND) zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045 – Version 2023

(Stand des Entwurfes: 27.Juli 2023/ Konsultationsfrist 20.11.2023)

Berlin, 15.11.2023

Der BUND hat sich seit vielen Jahren an der Diskussion zum Netzausbau beteiligt. Wir haben zahlreiche Stellungnahmen zu Szenariorahmen, Netzentwicklungsplänen, Umweltberichten und weiteren Dokumenten sowohl schriftlich, als auch im Rahmen von Veranstaltungen und Dialogverfahren bundesweit eingebracht. Wir haben vielfach Vorschläge eingereicht, die aufzeigen, wie der Netzausbau mit alternativen Vorgehensweisen und gesetzlichen Regeln deutlich geringer ausfallen kann, um Auswirkungen auf Natur, Umwelt und Menschen zu minimieren.¹

Der Entwurf des Netzentwicklungsplans 2037/2045(2023)² erfüllt die Anforderungen einer Energiewende, die auf einer Minimierung der Umweltauswirkungen nicht.

Da der zweite Entwurf des NEP 2037(2045(2023) keine grundlegenden Änderungen gegenüber dem ersten Entwurf aufweist, und auf unsere Stellungnahme zum ersten Entwurf nicht eingegangen wurde, legen wir unsere bisherigen Hinweise, Kritik und Vorschläge erneut vor.

Der BUND lehnt den Entwurf ab und fordert grundlegende Änderungen der Stromnetzplanung.

Der 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2037/2045 (2023) erfüllt die Anforderungen zur Minimierung der Umweltauswirkungen nicht. Es fehlt ein systematischer Vergleich mit Alternativen, verbunden mit einer Kosten-Nutzen-Analyse, die die effiziente Nutzung von Strom aus erneuerbaren

1 <https://www.bund.net/energiewende/erneuerbare-energien/stromnetze/>

Letzte Stellungnahme zum NEP(2035) 2021 vom 5.3.2021

https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/energiewende/energiewende_entwurf_nep_2035_stellungnahme.pdf

2 https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-03/NEP_2037_2045_V2023_1_Entwurf_Teil1_7.pdf

BUND-Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045 – Version 2023.

Energien gleichermaßen bzw. sogar besser als es der NEP vorsieht. Zudem müssen Klimaschutz- und Umweltaanforderungen sichergestellt werden.

Kernpunkte einer verfehlten Netzentwicklungsplanung sind ein zu hoher und vor allem im Hinblick auf die Kabelanbindungen an das Festland nicht realistischer Ausbau der Offshore-Windenergie und ein überholtes Strommarktmodell. Beides führt zu einem zentralistischen Ausbau der erneuerbaren Energien gegen eine dezentrale Energiewende vor Ort in Bürger*innenhand.

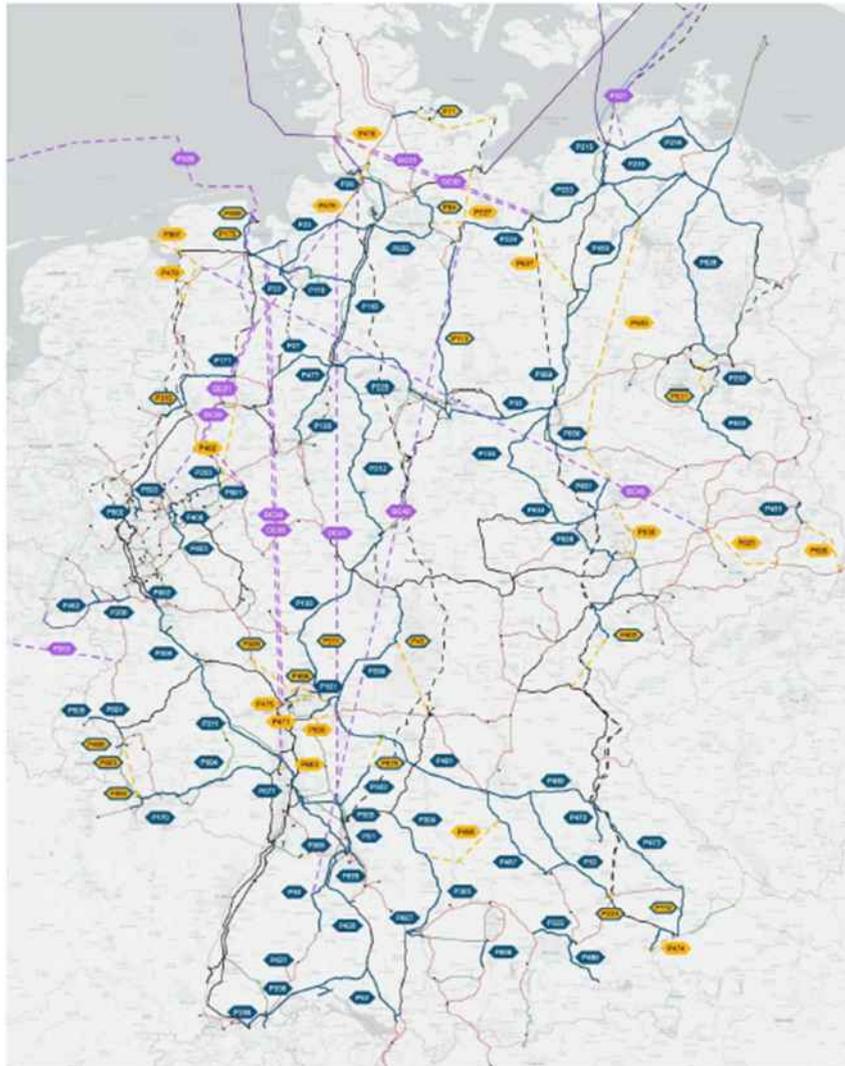
Nach nunmehr über 10 Jahren Diskussion und Öffentlichkeitsbeteiligung zieht der BUND das Fazit, dass auch der neue Entwurf des Netzentwicklungsplan völlig überdimensioniert ist. Der grundlegende Szenariorahmen 2037/2045(2022) wird weder dem auf Basis des Klimaschutzgesetzes 2021 erforderlichen Ausbau der erneuerbaren Energien noch die Sicherstellung der Versorgungssicherheit gerecht.

Wesentliche Alternativen der Planung und der Strategischen Umweltprüfung werden außer Acht gelassen und damit eine unzumutbare Belastung für Umwelt und Mensch sowie nicht mehr zu rechtfertigende unsoziale Kostensteigerungen für die Stromverbraucher*innen in Kauf genommen.

Wesentliche Fehler des NEP -Entwurfs der Übertragungsnetzbetreiber ist ein falsches Marktmodell, dass auf die Stromübertragung bis hin zu Spitzenwerten abzielt und nur auf einer Marktzone für Deutschland beruht. Es erfolgt keine Systemintegration mit Kosten/Nutzen-Optimierung weder mit dem Verteil-/Regionalnetzausbau und dem Aus- und Umbau von Gas/Wasserstoff-Netzen. Regionale dezentrale und zellulare Ansätze werden ebenso außer Acht gelassen wie gezielt flexibler Betrieb von Verbrauchsanlagen und zeit- und belastungsabhängige Stromtarife und Netzentgelte.

Der BUND lehnt den Entwurf insgesamt ab und zeigt im Folgenden welche grundlegenden Fehler, nicht zielführende Ansätze der NEP aufweist und welche Alternativen einem NEP zugrunde gelegt werden müssten.

Abbildung 64: Szenarien A/B/C 2045/nur Leitungsprojekte*



*Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap [ODBL]

Auszug aus dem NEP Entwurf – Ausbau nur Leitungsprojekte

BUND-Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045 – Version 2023.

am Szenariorahmen bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) eingereicht³, die unsere Kritik jedoch nicht aufgegriffen hat.

1.1. Überdimensionierter Ausbau der Offshore-Windstromerzeugung

Der SZR und daher auch der NEP gehen von 70 GW installierter Leistung Offshore-Wind aus. Dies ist eine deutliche Steigerung gegenüber früheren Ansätzen, z.B. im NEP 2035 waren es noch 30 GW. Diese Steigerung ist bedingt durch den Koalitionsvertrag der Ampel-Regierung. Dieser immense Zuwachs der Offshore-Windstromerzeugung ist nicht einhergegangen mit einer vorherigen Umweltverträglichkeitsprüfung, die sowohl die Auswirkungen auf See, im Meer und insbesondere bei der Kabelverlegung durch das Weltnaturerbegebiet und die Nationalparke im Wattenmeer umfassen müsste. Es ist ein politischer Beschluss, der aber ohne strategische Umweltprüfung nicht als „wahrscheinliche Entwicklung“ im Sinne des EnWG aufgefasst werden kann. Eher ist zu erwarten, dass es erhebliche technische, finanzielle und Umwelt-Restriktionen geben wird, die den Ausbau der Offshore-Windenergie deutlich begrenzen wird.

Der Ausbau der Offshore-Windenergie beträgt aktuell 8 GW. Im Jahr 2019 betrug der Zubau 1,1 GW, im Jahr 2020 0,23 GW, im Jahr 2021 0,0 GW, im Jahr 2022 0,3 GW. Es ist nicht ersichtlich wie die ÜNB hier einen Ausbau auf 70 GW bzw. von 3-4 GW im Jahr begründen bzw. realisieren wollen. Vielmehr ist davon auszugehen, dass entsprechend der aktuellen Rahmenbedingungen kaum mehr als ca. 15 GW bis 2030 aus den Offshore-Windparks an die Küsten angelandet werden können. Dies entspräche dem BUND-Szenario zum **Ausbau der Offshore-Windenergie**.

Bei allen größeren Ausbauzielen wäre zwingend zu erwarten, dass dieser immense Ausbau zu großen, nicht akzeptablen und teilweise irreversiblen Umweltauswirkungen bzw. -schäden führen würde⁴. Die bisher geltenden Standards bei Offshore-Kabelverlegungen im Wattenmeer, wie die Einhaltung von bisherigen Bauzeitenfenster, die Anwendung von umweltschonenden Verlegeverfahren bis hin zur Einhaltung des sog. 2K-Kriteriums müssten dabei ebenso über Bord geworfen werden wie die bisher durch die Landesraumordnung festgelegten Grundsätze über die Inanspruchnahme von sog. Verlegekorridoren im Wattenmeer. Es würden z.B. im Nationalpark Niedersächsisches Wattenmeer gleich an mehreren Stellen zeitgleich Bohr- und Verlegemaßnahmen mit hier vollkommen neuen Techniken und mit erheblich größeren Flächeninanspruchnahmen im Wattenmeer selbst erfolgen müssten, die zu erheblichen Beeinträchtigungen insbesondere für die Vogelwelt im Nationalpark führen würden. Die Errichtung von mehr als fußballfeldgroßen Bohrplattformen im Watt und der dazugehörige Betrieb ist nicht ansatzweise mit den Schutz- und Erhaltungszielen für Arten und Lebensräume im Nationalpark und Weltnaturerbegebiet vereinbar.

Ebenso ist nicht akzeptabel und widerspricht einer korrekten Zuordnung von Kosten, dass die Transportkosten durch HGÜ-Leitungen zur Abfuhr von 70 GW Offshore-Strom nicht als Erzeugungskosten diesen Anlagen im Rahmen der Marktsimulation zugeordnet werden. Denn die

³https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/energiewende/energiewende_stellungnahme_zum_entwurf_des_szenariorahmens_2037_2045.pdf

⁴<https://www.bund.net/service/publikationen/detail/publication/klimaschutz-nur-mit-meeresnaturschutz/?wc=22095>

BUND-Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045 – Version 2023.

HGÜ-Leitungen weisen gegenüber dem vermaschten Wechselstromnetz die Eigenschaft auf, dass die Übertragung über die HGÜ-Leitungen durch die Konverter gesteuert erfolgen kann. Daher sind die HGÜ-Leitungen nicht als separate passive Elemente in der Netzplanung zu betrachten, sondern deren Übertragungskosten sind den Offshore-Windenergieanlagen zuzuordnen. Wenn z.B. die Erzeugungskosten des Offshore-Windstroms 7-12 ct/kWh betragen, sind daher Transportkosten (Offshore und HGÜ-Leitung, mit Konvertern usw.) von ca. 12 ct/kWh hinzuzurechnen, also Erzeugungskosten von 19-24 ct/kWh. Diese sind dann im Marktmodell mit den Erzeugungskosten von Windstrom onshore von 4-9 ct/kWh zu vergleichen⁵. Es ist klar, dass hier eine fehlerhafte Zuordnung eine Priorität für Offshore-Windstrom in der Marktsimulation des NEP ergibt.

Einschub zu den Kosten des Stromtransportes von Offshore-Windstrom mit HGÜ-Leitungen:

Die Transportkosten von HGÜ-Leitungen liegen dabei bei 2 GW Kapazität / 12 Mrd. € Investitionskosten/ 6000 h/Jahr Vollaststunden/ Eigenkapitalrendite 10 %, Annuität mit Wartung 12 % bei ca. 12 ct/kWh.

Die Nichtberücksichtigung dieser Gesamtkosten für Offshore-HGÜ-Strom führt zu einer systematischen Bevorteilung und Verzerrung der Marktsimulation gegenüber einer lokalen, regionalen Stromerzeugung aus Onshore-Wind und Photovoltaik (5-8 ct/kWh). Würden hier andere Ansätze verfolgt, würde sich herausstellen, dass eine lastnahe und regionale dezentrale Stromerzeugung deutlich kostengünstiger ist, und man die nun im NEP angesetzten Mehraufwendungen von 239,7 Mrd. € (NEP-E, S. 224) weitgehend einsparen könnte. Allein der Bau von 20 HGÜ-Leitungen im Rahmen des Offshore-Zubaunetzes (NEP-E, S. 116) könnte weitgehend entfallen, wenn der entsprechende Zubau dieser Stromerzeugung durch Onshore-Windenergieanlagen und PV erfolgen würde. Konkret: 50 GW Offshorestrom = 180 TWh könnten ersetzt werden durch 30 GW/ 80 TWh Onshorewindstrom, 50 TWh PV Strom und 50 TWh Minderung des Bedarfs auch durch geringere Transportverluste der wegfallenden HGÜ-Leitungen

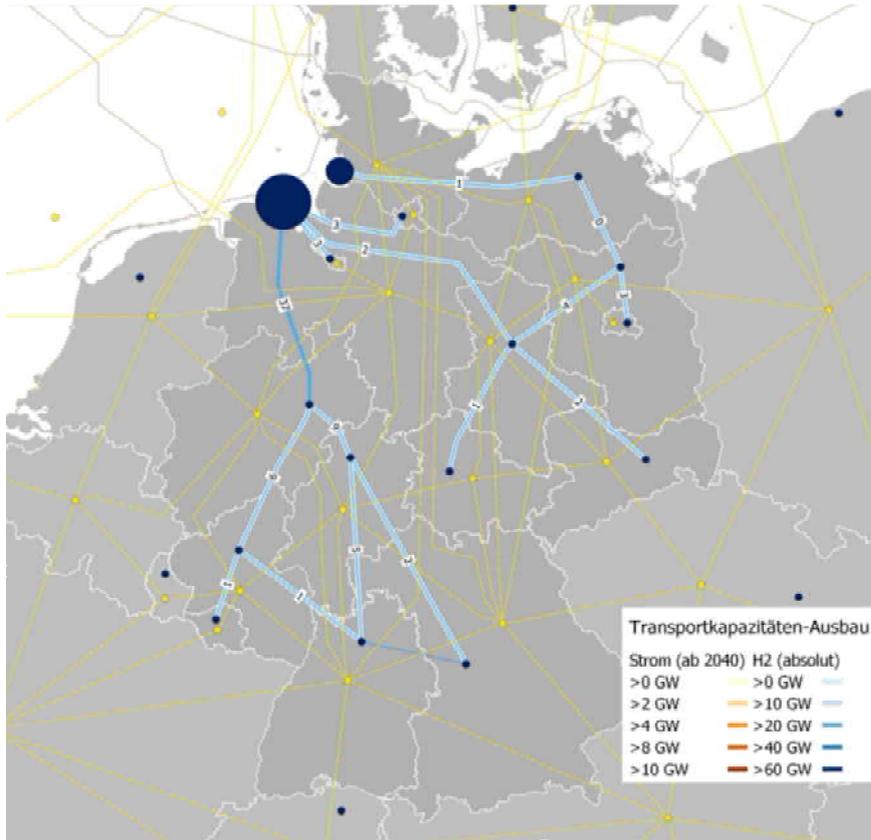
Zudem könnte Offshore-Windstrom direkt auf dem Meer oder an der Küste in Wasserstoff gewandelt werden, der dann direkt den Industriezentren in NRW, Rhein-Main-Gebiet zugeführt werden könnten. Eine Simulation des BUND-Szenarios durch den Ü-Netzbetreiber AMPRION ergab, dass es keinen zusätzlichen Ausbau der Übertragungsnetze gegenüber dem damaligen NEP 2035 bedarf, wenn ein geringerer Strombedarf und 16 Strompreiszonen angesetzt werden und in die Industriezonen mehrere Wasserstoffpipelines gebaut würden⁶.

⁵Erzeugungskosten gemäß Fraunhofer-Institut ISE Stromgestehungskosten Erneuerbare Energie (2021) zitiert auch in Begründung des BMWK zum Entwurf des Energieeffizienzgesetzes, April 2023.

<https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>

⁶<https://systemvision2050.de/Systemvisionen/Systemvision-2050-BUND.html>

BUND-Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045 – Version 2023.



Quelle: AMPRION, Systemvision 2050, BUND Szenario.

Der in Gelb gezeichneten Stromleitungsausbau über den NEP 2035 hinausgehend ist ein Platzhalter, der in diesem Szenario aber nicht benötigt wird. Stattdessen erwies es sich als wirtschaftlich im Gesamtsystem, mehrere Wasserstoffleitungen zum Transport der Windenergie aus dem Norden zu planen.

Der Entwurf des Netzentwicklungsplans widerspricht dem Ziel des § 1 EnWG der Verbraucherschonung, da eine entsprechende Transparenz fehlt. Dessen Methodik bedingt, dass alle Stromkunden für die Netztransportkosten des Offshore-Windstroms zahlen müssen, obwohl diese u.U. diesen gar nicht beziehen oder von dem durch Offshore-Windstrom induzierten Leitungsausbau nicht profitieren. Schließlich bedingt dies eine Diskriminierung gegenüber anderen Stromanbietern und anderen Technologien, die bestimmte Kostenanteile nicht auf die Allgemeinheit umlegen können und hierfür im Gegensatz zu den Übertragungsnetzbetreibern keine gesetzlich garantierte Rendite erhalten.

Dies bedeutet, dass eine zentralistische Option der Energiewende im Strombereich faktisch durch Freistellung von besonders hohen Übertragungsnetzentgelten und Umlage dieser Kosten auf andere bevorzugt wird – alle anderen EE-Optionen werden somit stärker belastet und im Vergleich und im Wettbewerb ungerechtfertigt diskriminiert.

Auch aus Umweltsicht erfolgt hier faktisch eine Bevorzugung der Offshore-Windenergie zu Lasten der Umwelt und des Naturschutzes. Der Ausbau der Offshore-Windenergie ist mit erheblichen Eingriffen in die Fauna und Flora in den Meeren verbunden (Vögel, Schweinswale, Veränderungen in den Biotopen), die Verlegung einer zunehmend geplanten Zahl von Küstenanbindungen betrifft das Wattenmeer. Dabei muss hier zur Klarstellung angeführt werden, dass die Schutzgebiete in der AWZ BUND-Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045 – Version 2023.

von Offshore- Windenergieanlagen, Konverterplattformen und Kabelsystemen weitgehend verschont bleiben, während nahezu alle Kabelsysteme aus der AWZ der Nordsee in Nord-Südrichtung mitten durch den Nationalpark Wattenmeer verlegt werden, dem Schutzgebiet in Deutschland, das zusätzlich wie nur ganz wenige weltweit gleich mehrfach nach internationalen Schutzkriterien klassifiziert und ausgezeichnet wurde: Welterbegebiet, Ramsar-Gebiet und Biosphärenreservat.

Der Ausbau der Offshore-Windenergie ist aber ohne die Fortführung des Stroms mittels insgesamt 10 HGÜ Leitungen in den Süden nicht denkbar und umfasst damit auch die Umwelteingriffe der mit dem Offshore-Ausbau korrespondierender HGÜ-Leitungen. Die Option Offshore-Windenergie muss daher integriert in Kosten und Auswirkungen mit der Landanbindung und den HGÜ-Leitungen betrachtet werden. Im Vergleich dazu ist der Bau regionaler Windenergie mit geringeren Eingriffen in die Natur verbunden, Probleme des Risikos der Tötung von Vögeln und Fledermäusen können mittlerweile durch Abschaltungen auf das gesetzlich erforderliche unerhebliche Ausmaß gesenkt werden.

Der BUND hat sich daher für einen Ausbau der Windenergie an Land auf bis zu 170 GW ausgesprochen und für eine Begrenzung des Offshore-Windenergieausbaus auf 15 GW bis 2030 (also deutlich weniger als der NEP 2037(2045) mit 70 GW vorsieht)⁷.

Ebenso konnte gezeigt werden, dass SÜDLINK nicht erforderlich ist, da diese Leitung vor allem für Spitzenstromtransport erforderlich ist und diese Spitzen besser und wirtschaftlicher durch Wandlung von Strom in Wasserstoff (für Industrie oder Rückverstromung) abgefangen werden können⁸.

Der übermäßige Ausbau der Offshore-Windenergie führt daher nicht nur zu einer nicht akzeptablen Belastung von Umwelt und Natur im Bereich der Nordsee und des Wattenmeeres sondern durch die nunmehr von 4 auf über insgesamt über 20 Projekte gesteigerte Zahl von HGÜ-Leitungen zu erheblichen nicht akzeptablen Umwelteingriffen in Boden/Landwirtschaft, Grundwasser, Wald.

Zusammengefasst bedeutet dies, dass Offshore-Windenergie hinsichtlich der Kosten auch im Rahmen der Marktsimulation im Netzentwicklungsplan mit den Kosten angesetzt werden muss, die diesem Gesamtkonzept entsprechen. Also nicht nur mit seinen Erzeugungspreisen, sondern auch zusätzlich den Transportpreisen, die bei Offshore-Windenergie an den Endpunkten der HGÜ-Leitungen zu Kosten von über 20 ct/kWh führen. Die Kosten der HGÜ-Leitungen dürfen nicht als externe, auf das Gesamtnetz umgelegte Kosten betrachtet werden, sondern müssen verursachungsgerecht der Erzeugung zugeordnet werden. Ansonsten ergibt dies eine nicht gerechtfertigte Privilegierung bzw. auf der anderen Seite eine Diskriminierung anderer Stromversorgungsoptionen.

⁷ <https://www.bund.net/service/presse/pressemitteilungen/detail/news/klimaschutz-nur-mit-meeresnaturschutz/> und Hintergrundpapier:

https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/meere/meere_meeresschutz_hintergrund_offshore_windenergie.pdf

⁸ https://www.bund-hessen.de/fileadmin/hessen/Themen/Mensch-und-Umwelt/Klimaschutz_Energiewende/Stromnetzausbau/2021-06-16_Gutachten-SuedLink-Jarass-BUND_kurzversion.pdf

https://www.jarass.com/wp-content/uploads/2021/04/SuedLink_v1.179.pdf

Wir fordern daher, dass zumindest eine Variante des Netzentwicklungsplans berechnet wird, bei der eine deutliche Minderung der Offshore-Windenergie auf bis zu 15 GW verbunden wird mit anderen vom BUND geforderten Alternativen, wie z.B. regionale dezentrale Strommärkte durch Energie-Gemeinschaften.

1.2. Rolle der Biomasse

In der Genehmigung des Szenariorahmens (SZR) folgte die BNetzA dem Konzept der Netzbetreiber, dass Biomasse statt derzeit ca. 9 GW Leistung nur noch 2 GW Leistung zugeordnet wird.

Wesentliches Argument war, dass der Kohlenstoff aus Biomasse wichtiger in der Industrie für Hochtemperaturprozesse eingesetzt werden sollte. Das Argument (SZR, S. 55) ist aber nicht tragfähig, da hohe Temperaturen in bestimmten Industrieverfahren auch gezielt mit Stromanwendung (Wärmepumpe plus Power-to-heat) erreicht werden können. Auch könnte Stroh eingesetzt werden, das für die Erzeugung von Biogas nicht nutzbar ist, ebenso Altholz. Die von der BNetzA ohne weitere stichhaltige Begründung abgelehnten Gegenargumente zielten auf eine Steigerung der Leistung der Biomasseanlagen ab (bei nur geringer Steigerung der Mengen v.a. aus biogenen Abfällen aller Art) bis hin zu 30 – 40 GW, jedoch bei von 8000 h auf 2000 h verminderten Volllaststunden. Die Rolle der Biomasse wäre damit viel klarer definiert, eine Stromerzeugung sicherzustellen, wenn Sonne und Wind nicht liefern können. Dieser Ausgleich könnte auch dezentral auf regionaler Ebene optimiert werden, mit der Folge eines geringeren Bedarfs von Stromtransporten auf der Übertragungsebene und eines somit deutlich geringeren Ausbaus der Übertragungsnetze. Klar, dass diese Verstromung der Biomasse, ob Biogas oder Alt- und Restholz in Kraft-Wärme-Kopplung erfolgen sollte, um den Bedarf CO₂-neutraler Wärme für Wärmenetze zu decken⁹. Der Ansatz, die Rolle der Biomasse auf nur 2 GW Leistungsdargebot zu senken, führt damit zu einem fehlenden Beitrag der Biomasse zur Sicherung der Stromversorgung und damit zu einem erhöhten Bedarf von Speichern und Netzausbau.

Der Ansatz eines minimalen Ansatzes der Biomasse zur Stromerzeugung und – versorgungssicherheit auf dezentraler Ebene führt zudem nicht nur zu einem überhöhten Ausbau der Übertragungsnetze sondern auch in Folge zu einem erhöhten Betrieb von (Erd-)Gaskraftwerken entsprechend dem SZR 2037/2045 und auch zu einem erhöhten Import von Strom, insbesondere aus Frankreich, d.h. sehr wahrscheinlich Atomstrom.

Der BUND fordert daher die Ermittlung eines Netzplans mit dem Ansatz von 30-40 GW / 70 TWh Strom aus Biomasse, die explizit als Flexibilität für die Deckung der Residuallast auf dezentraler Ebene in KWK eingesetzt wird.

1.3. Keine Spitzenlastkappung

Im NEP-Entwurf nicht besonders erwähnt, aber als Grundlage im genehmigten Szenariorahmen 2037/2045 verankert ist, dass keine Spitzenlastkappung angesetzt werden soll. Das Argument der BNetzA ist, dass dies nicht erfolge, weil es eine „veraltete Methodik“ sei und die Spitzenkappung durch die Netzbetreiber nicht so angewendet worden sei, wie es im NEP verpflichtend sei.

⁹ Vortrag W. Neumann, Rolle der KWK für die Versorgungssicherheit von Strom und Wärme, VDE-ETG Tagung 23.11.22, Kassel

BUND-Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045 – Version 2023.

Konsequenz wäre dann doch eher gewesen, diese Spitzenlastkappung wieder gezielt einzuführen, als wesentliches Instrument zur Senkung des Netzausbaubedarfs, und zwar auf Verteilnetzebene sowie auch Übertragungsnetzebene. Das Argument der BnetzA aus der Genehmigung des SZR ist daher weder fachlich und wohl auch nicht juristisch tragfähig, da die BNetzA selbst nicht dafür gesorgt hat, dass auf Einspeiseebene und Verteilnetzebene diese Spitzenkappung umgesetzt wird.

Das Instrument der Spitzenlastkappung setzt daran an, dass die allerhöchsten Erzeugungsspitzen bei einer Abregelung auf 70% der jeweiligen Kapazität nur einen Verlust von 3 % der gesamten Jahresstromerzeugung bedeutet, und dies vor allem bei PV-Anlagen aber auch bei Windenergie. Die geringere Einspeiseleistung würde entsprechend geringeren Netzausbau nach sich ziehen. Der BUND und andere Verbände hatten vor Jahren zu Beginn der Netzentwicklungsplanung gefordert dieses Instrument der Spitzenlastkappung (neben weiteren Instrumenten der Hochtemperatur-Seile und des Leitungsseilmonitorings) einzuführen. Nun wird es eher klammheimlich ohne besondere Erwähnung im NEP-Entwurf gestrichen. Und dies obwohl allein hierdurch 20 GW Einspeiseleistung Offshore-Wind und damit ca. 10 HGÜ-Leitungen eingespart werden. Dies wäre zwar einerseits ein wirtschaftlicher Verlust von 1,2 Mrd. € im Jahr (von 800 TWh * 3% * 5 ct/kWh), dem könnte aber eine weitaus höhere Minderung des Netzausbaus auf Übertragungs- und Verteilnetzebene von mehr als 100 Mrd. € Investition überflüssig machen, was einsparbare Jahreskosten von mehr als 12 Mrd. € im Jahr bedeutet. Die zusätzliche Strombeschaffung (3%) beläuft sich auf ca. 1,5 Mrd. € im Jahr. Damit erweist sich Spitzenlastkappung als hochwirtschaftlich. Hinzu kommt eine „Einsparung“ von mehreren Tausend Kilometer Leitungsbau mit erheblichen Umwelt- und Natureingriffen, die nicht einfach in Geldwert auszudrücken ist.

Der BUND fordert daher, die Spitzenlastkappung als Instrument mit erheblichen volkswirtschaftlichen Vorteilen mit erheblicher Umweltentlastung wieder in die Netzentwicklungsplanung einzuführen.

1.4. Systematische Überdimensionierung zugunsten der ÜNB

Schon durch den SZR ist der NEP also durch einen überhöhten Ansatz von Offshore-Windenergie, durch weitaus zu geringen Ansatz einer Leistungsbereitstellung durch Biomasse und durch fehlende Spitzenlastkappung strukturell und tendenziell im Ergebnis des Leitungsausbaus überdimensioniert. Mehrere Möglichkeiten, den Leitungsausbau zu mindern oder minimieren wurden gezielt umgangen. Alternativen wurden nicht geprüft und verglichen. Dieser überdimensionierte Ausbau kommt wesentlich den Interessen der Übertragungsnetzbetreiber entgegen, die eine gesetzlich gesicherte Rendite von ca. 5%¹⁰ für das eingesetzte Eigenkapital des Netzausbaus erhalten. Künftig dürfte sich der Wert mit steigendem Marktzins sich in Richtung 9-10 % bewegen. Eine solche gesetzliche Sicherung der Eigenkapitalrendite (inkl. „Risiko- und Wagniszuschlägen“) erhalten aber alternative Investitionen andere Anlagen, die den Netzausbau durch dezentrale Konzepte entlasten können, nicht.

Die ÜNB verfügen daher über einen Mechanismus, durch Vorgaben im Szenariorahmen, sowie auch im Marktmodell (dazu an anderer Stelle mehr) einen überhöhten Netzausbau zu beantragen, der

10 https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/20211020_EKZins.html

- früher lag dieser Zinssatz für Eigenkapital bei 6,9 und 9,1%

BUND-Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045 – Version 2023.

ihnen mit letztlich nicht stichhaltigen Argumenten der BNetzA – ohne Vergleich mit sinnvollen Alternativen gemäß der Erfordernis einer strategische Umweltprüfung - von ihnen selbst zu ihren wirtschaftlichen Gunsten generiert wird.

Vielfach wurde aufgezeigt, dass es andere Möglichkeiten gibt, den Ausbau der Übertragungsnetze zu mindern, sowohl zur Minderung der letztlich resultierenden Erhöhung der Netzentgelte und vor allem zur Minderung der erheblichen Eingriffe in Umwelt und Natur. Diese wurden aber bisher nicht angewendet, teil systematisch ausgeblendet.

Prognos, Grimm (FAU), Zöttl (FAU) und andere zeigten auf, dass mit einem optimalen Einspeisemanagement, Spitzenkappung, flexiblem Einsatz der KWK (v.a. Biomasse) und weiteren Flexibilitäten, die netzdienlich eingesetzt werden sowie eines stärkeren Ausbaus der onshore-Windenergie im Süden der Ausbau des Übertragungsnetzes um die Hälfte gemindert werden kann und verbunden mit der Einführung regionaler Preise im Strommarkt der HGÜ-Netzausbau gänzlich vermieden werden kann¹¹.

Jarass und Siebels zeigten auf, dass unter Verwendung der Daten der ÜNB der Ausbau von SÜDLINK nicht erforderlich ist, da diese Leitung vor allem Spitzenstromtransporte übernehmen soll, die aber durch Umwandlung in Wasserstoff kostengünstiger behandelt werden können¹². Die Netzentwicklungsplanung berücksichtigt zwar den Betrieb von Elektrolyseuren zur Wasserstofferzeugung. Der Netzentwicklungsplan Strom wird aber völlig getrennt von einer Planung eines Wasserstoffnetzes erstellt.

Baumann und Jarass haben eine umfassende Kritik an der Methodik der Netzentwicklungsplanung vorgelegt, die insbesondere den Grundfehler aufzeigt, dass keine Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt wird, wie sie europarechtlich gefordert ist.¹³

Durch die Akademie der Wissenschaften, acatech, wurde eine Studie vorgelegt, die zeigt, dass durch viele verschiedene Methoden (allein oder in Kombination)¹⁴ der Netzausbaubedarf deutlich gemindert werden kann, bspw. durch ein neues Strommarktdesigns zur Behebung oder Vermeidung von Netzengpässen. Hierzu zählen auch die „Einführung eines Knotenpreismanagements, der Neuzuschnitt der deutschen Stromgebotzone (zwei oder mehrere Stromgebotzonen), die Einführung auslastungsorientierter Netzentgelte, die Ausweitung der marktbasierter Beschaffung von Flexibilität und erhöhte Anreize von nicht marktbasierter Beschaffung von Flexibilität“¹⁵. Die Studie zeigt, dass hierdurch Netzengpässe kostengünstig vermieden werden können, damit der Netzausbau vermindert werden und die Versorgungssicherheit erhöht werden kann. Der BUND

11 <https://www.prognos.com/de/projekt/dezentralitaet-und-zellulare-optimierung-auswirkungen-auf-den-netzausbaubedarf>

12 <https://www.bund-hessen.de/publikationen-detail/publication/ueberdimensionierter-netzausbau-behindert-die-energiewende-erforderliche-aenderungen-beim-netzentwicklungsplan-strom-baumann-jarass/>

13 https://www.bund-hessen.de/fileadmin/hessen/Themen/Mensch-und-Umwelt/Klimaschutz_Energiewende/Stromnetzausbau/2020_Buch_Jarass-Naumann_Ueberdimensionierter-Netzausbau-behindert-Energiewende_Netzentwicklungsplan-Strom.pdf

14 <https://energiesysteme-zukunft.de/presse/meldung/impulse-marktdesign>

15 <https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/stellungnahme-netzengpaesse>

BUND-Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045 – Version 2023.

fordert daher, dass solche Regeln und Modelle auch in der Netzausbauplanung als sinnvolle Alternative berücksichtigt werden müssen.

Ebenso zeigt die Studie des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW) das dezentrale Ansätze, wie z.B. der Zellulare Ansatz des VDE, zu einem deutlich geringeren Netzausbau führen. Hierbei erfolgt ein flexibler Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind und Sonne innerhalb von 38 Regionen in Deutschland. Überschüsse des Stromangebots gegenüber dem Bedarf werden mittels Wasserstoff gespeichert und in Zeiten von Unterdeckung rückverstromt. Ebenso dienen KWK-Anlagen auf der Basis von Biomasse dem Ausgleich des Angebots und der Versorgungssicherheit. KWK-Anlagen wirken verbunden mit Wärmespeichern funktionell wie Stromspeicher.¹⁶

Somit wurde eine dezentrale Alternative, die nicht nur machbar ist, sondern auch den Anforderungen zur Umsetzung des Klimaschutzgesetzes, des UVP-Gesetzes und der SUP-Richtlinie entspricht, nicht berücksichtigt. Dies stellt die Rechtmäßigkeit des Szenariorahmens und des darauf basierenden NEP grundlegend in Frage.

2. Zu hoher Stromverbrauch

Es ist unbestritten und klares Ziel, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien dringend und schnell ausgebaut werden muss. Entscheidend für Kosten und Umweltwirkungen aber auch für den Netzausbau ist die Frage, wieviel Strom benötigt wird. Es gibt noch sehr hohe Potentiale der Energieeinsparung und da ein großer Teil des Energiebedarfs in den Bereichen Wärme und Mobilität auf Strom umgestellt werden wird, der Stromeinsparung insgesamt. So stellt sich aktuell die Frage, welche Effizienz (Jahresarbeitszahl) Wärmepumpen einhalten sollen, JAZ größer 3,5 – 4,0 oder nur 2,5 – 3,0 Hier besteht ein großer Spielraum. Statt ca. 70 TWh Strom für Wärmepumpen (NEP S. 28) könnten es auch nur 40 TWh sein. Außerdem wurde nicht angesetzt, dass die WP netzdienlich betrieben werden z.B. mit digitaler Ansteuerung und Wärmespeicher. Zu hoher Strombedarf und damit zu hohe Anschlussleistungen zusammen mit nicht netzdienlichem Betrieb führen damit zu einem um den Faktor 2-3 zu hohem Transportbedarf für Wärmepumpen. Es ist daher erforderlich die Szenarien und die Modellierung zu korrigieren.

Statt eines Zuwachses des Stromerbrauchs für Elektromobilität um 144 TWh für 37 Mio. Fahrzeuge (vgl. SZR 2037/2045 und NEP-Entwurf S. 28), mithin also knapp 4000 kWh pro Fahrzeug, wäre auch ein Ansatz von 20 Mio. Fahrzeuge mit 20.000 km/Jahr und 15 kWh Strom/100 km von 60 TWh denkbar, insbesondere mit stärkerem Umstieg auf öffentliche Verkehrsmittel.

Der Ansatz von 50 TWh Stromverbrauch für Rechenzentren ist nicht belegt. Aktuell beträgt der Stromverbrauch für RZ ca. 16 TWh bundesweit, hinzukommen ca. 2 GW * 7000 h Volllaststunden so dass ein Prognosewert von 30 TWh resultiert.

16 https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.816979.de/diwkompakt_2021-167.pdf
https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.821870.de/21-29-1.pdf

BUND-Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045 – Version 2023.

Der Bedarf der Erzeugung von Wasserstoff aus Stromelektrolyse soll vorallem den Bedarf der Industrie decken in den Bereichen Stahlerzeugung und Chemieprodukte. Der Einsatz von Recycling und längerer Nutzungsdauer (Reparatur von Produkten) kann den Energiebedarf der Industrie deutlich senken. In den Bereichen Industrie und Elektrolyse könnten statt zusammen ca. 600 TWh Strom auch 500 TWh Strom ausreichen.

Insgesamt kann der Stromverbrauch um 250 TWh geringer angesetzt werden, zumindest sollte eine solche Variante „Effizienz + Suffizienz“ als ein Szenario berechnet werden. Die Studie „Wie wird Deutschland klimaneutral“ der Studiengemeinschaft acatech, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften, Leopoldina ¹⁷ zeigt auf, dass die Minderung des Verbrauchs durch Effizienz(technik) und Suffizienz(verhalten) ganz wesentlichen Einfluss hat auf das Vorankommen der Energiewende, den Bedarf von Wasserstoff, von mehr oder weniger Importen. Dies hat entsprechend auch einen großen Einfluss auf den Umfang des Netzausbaus.

An dieser Stelle fügen wir daher das Szenario des BUND ein, sowohl was die installierten Leistungen und die resultierenden Stromerzeugungsmengen und den Stromverbrauch betrifft.

Leistungen in GW	Referenz 2020	NEP 2037/ 2045 B 2045	BUND 2035	Strom- mengen (TWh)	Strommengen BUND 2035 (TWh)
Wind offshore	7,8	70	15	60	60
Wind onshore	56	160	180	350	450
Photovoltaik	60	400	350	160	350
Biomasse	8,9	2	35	60	70
Wasserkraft	4,9	5,3	5	15	20
Strommenge aus EE				645	950
Abzüglich Elektrolyse H2 - PtX				-100	- 200
(Erd-)*Gas		35	0	50	0
plus EE-Gas Rückver-			10	30	50

¹⁷<https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/stellungnahme/transformationspfade>
<https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/analyse/transformationspfade>

BUND-Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045 – Version 2023.

stromung					
Strom- angebot				625	800

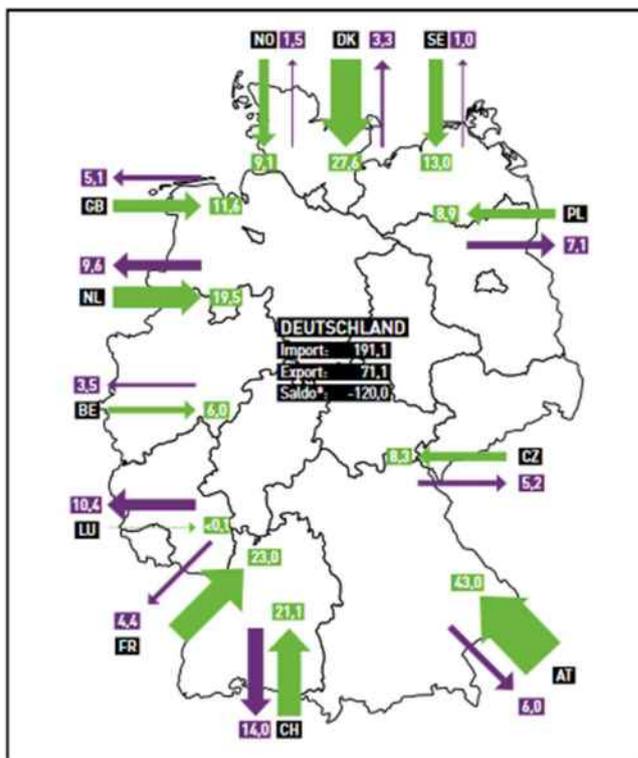
Der Szenariorahmen erfüllt somit weder die Anforderungen der Klimaschutzziele und der EE-Ausbauziele, die durch das Verfassungsgerichtsurteil und das Klimaschutzgesetz 2021 vorgegeben sind, noch gewährleistet er die geforderte Versorgungssicherheit.

3. Nicht plausible Ergebnisse für Stromimporte und -exporte

Die Ansätze des Szenariorahmens und der darauf aufbauenden Marktsimulation führen zu verschiedenen Zeiten zu deutlichen Über- oder Unterdeckungen des Bedarfs. Es wurde schon darauf hingewiesen, dass Möglichkeiten der Minderung von Stromspitzenbelastungen und bessere Deckung von Leistungsmangel durch andere Ansätze bestehen. Zunächst ist dies ein geringerer Strombedarf, durch mehr Einsparung und Suffizienz und effizientere Stromverbraucher, dann sollten diese Stromverbraucher weitaus mehr flexibel betrieben werden, v. a. auf regionaler Ebene durch Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, die einen Ausgleich und Vermeidung von Extremfällen sicherstellen können und schließlich durch ein Marktmodell, dass dem netzdienlichen Betrieb durch variable Netzentgelte Vorrang gibt.

Der Ansatz der ÜNB hingegen schließt die Spitzenkappung aus und setzt den flexiblen Einsatz der Biomasse als Mittel des Ausgleichs und der Versorgungssicherheit weitgehend aus. Ebenso werden KWK-Anlagen nicht ausreichend mit Wärmespeicher angesetzt, die ebenfalls regionale Flexibilität einbringen können. Diese Elemente fehlen daher beim Ansatz der sog. „nachfrageseitigen Flexibilitäten bzw. auch auf der Seite der Bereitstellung gesicherter Leistung auf der Angebotsseite.

Handelsaustauschenergiemengen B 2045



Quelle NEP 2037/2045 Entwurf S. 66

Wir beziehen uns auf das Szenario B 2045, die anderen Szenarien haben ähnliche Ergebnisse.

Wesentlich und gut erkennbar ist, dass im Ergebnis der Marktsimulation eines Jahres, ein Nettoimport von 120 TWh entsteht. Dies zeigt, dass trotz eines hohen Ausbaus der erneuerbaren Energien der Strombedarf zu hoch angesetzt wurde, worauf schon hingewiesen wurde. Es ist zu erwarten, dass bis zu den Jahren 2037/2045 die Maßnahmen des aktuell erst im Entwurf vorliegenden „Gesetzes zur Steigerung der Energieeffizienz“ (Einsparpflichten für Bund, Länder, Kommunen, Pflicht für Energiemanagementsysteme für öffentliche Einrichtungen, Unternehmen, Kommunen, ...) greifen wird und sicherlich bis dahin weiter verschärft werden wird.

Betrachtet man die Außenhandelsbilanz genauer, so stellt man deutliche Importe aus Frankreich, der Schweiz, Österreich sowie den Niederlanden, nordischen Ländern fest. Es ist jedoch nicht ersichtlich, aus welchen Quellen und Energieträgern diese Importe gespeist werden sollen. Insbesondere ist davon auszugehen, dass auch bei einer Minderung des Atomstromanteils in Frankreich (Altanlagen, Probleme der Neukonstruktion) auf 50% wie es der Staatspräsident Macron anstrebt, der Import aus Frankreich größtenteils Atomstrom ist. Rätselhaft ist, woher es Stromimporte aus der Schweiz von jährlich 21 TWh geben soll, bei einem Strombedarf in der Schweiz von 60 TWh. Dies gilt gleichermaßen für die Importe aus Österreich von 40 TWh im Vergleich zum Strombedarf von 70 TWh. Der Verweis auf dortige Pumpspeicher hilft nicht weiter, da keine Zeitreihen angegeben werden, um die zeitversetzte Einspeicherung nachzuvollziehen. Auch reichen die Grenzkuppelkapazitäten nicht aus für die angegebenen Mengen. So sollen angeblich 23 TWh Stromimporte im Jahr über die Grenzkapazität von 4,8 GW (Szenariorahmen, S. 50) übertragen werden. Dies sind dann BUND-Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045 – Version 2023.

aber keine Deckung von Spitzen mehr, sondern ein fast dauerhafter Import mit 4800 Vollaststunden. Daher ist hier klar zu folgern, dass der NEP letztlich auf einem dauerhaften Import von Atomstrom aus Frankreich aufbaut, womit der deutsche am 15. April 2023 vollzogene Atomausstieg faktische unterlaufen wird. Der Stromimport aus Österreich von 43 TWh über eine Leistung von 8,5 GW bedeutet auch ca. 5000 Vollaststunden und ist auch nicht durch komplementären Export in Pumpspeicher gedeckt. Es ist insgesamt nicht dargelegt, ob die Länder, aus denen Strom zweiweilig und offensichtlich auch mit hohen Jahresnutzungsanteilen importiert wird, dies Kapazitäten und Mengen überhaupt verfügbar haben, um sowohl die notorisch im Szenariorahmen angelegte Unterdeckung des Bedarfs in Deutschland zu decken und ob die Grenzkuppelkapazitäten dafür ausreichen.

Der Szenariorahmen und die Berechnung des NEP zeigt eine Kapazitätslücke in diesen Ansätzen auf, und füllt diese im Wesentlichen durch Importe aus dem Ausland. Dabei ist aber nicht sichergestellt, ob in Fällen wo in Deutschland zu wenig Strom bereitgestellt wird, auch genügend EE-Strom im Ausland vorhanden ist. Die im NEP enthaltenen Importe aus Frankreich weisen darauf hin, dass zur vermeintlichen Einhaltung der Klimaschutzziele in Deutschland auf Import von Atomstrom setzt.

(Die ÜNB haben bei der öffentlichen Diskussion darauf verwiesen, der Strom aus Frankreich wäre „1,5 Grad kompatibel mit dem Pariser Abkommen“, dies gilt aber auch (leider) explizit für Atomstrom, so dass hier offen durch die ÜNB eingeräumt wurde, dass nach deren NEP und Marktmodell Atomstrom aus Frankreich importiert wird und wesentlich zur Deckung des Bedarfs in Deutschland beiträgt)

Der NEP widerspricht damit auch den Zielen Deutschlands zum Atomausstieg, da dieser politisch nicht damit verbunden wurde, Atomstrom zu importieren. Die Unterstellung, dass Atomstrom nicht das Klima belastet, ist ein weiterer Fehler der Treibhausgasberechnungen im NEP. Dem Atomstrom, wo auch immer er produziert wird, muss ein Anteil von 50-100 g/kWh für den Bau des Kraftwerkes sowie die Brennelementeherstellung zugeschrieben werden. Bisher kaum bekannt ist, dass insbesondere für die Schaltanlagen der Atomkraftwerke es ein Kontingent für die Freisetzung des Treibhausgases Schwefelhexafluorid gibt, und diese Emissionen, die aktuell im AKW Flamanville in Frankreich überschritten wurden¹⁸, in der THG-Bilanz eingerechnet werden müssen. Dies gilt – nebenbei bemerkt – auch für alle Schaltanlagen, die im NEP angesetzt sind.

4. Stromtransite und Projects of common interest

Gleichermaßen zeigt sich eine Überdimensionierung des Netzausbaus bei den Transiten. Diese belaufen sich zwischen 40 und 60 TWh bei einem immens hohen Spitzenwert von 23 GW. Dies zeigt, dass ein sehr hoher Anteil des Ausbaus des Übertragungsnetzes überhaupt nicht für die Erzeugung und den Verbrauch in Deutschland erforderlich ist, sondern für Stromtransporte quer durch Deutschland zwischen Anrainerstaaten. Mit einem „Äquivalent“ von über 10 HGÜ-Leitungen, einer Leitungslänge von mehr als 6000 km quer durch Deutschland und Kosten von über 100 Mrd. € erweist sich damit ein erheblicher Anteil von 20-30 % des geplanten Netzausbaus als Beitrag zu einem europäischen Stromhandel quer durch Deutschland. Es ist aber in keiner Weise ersichtlich,

¹⁸<https://www.ouest-france.fr/normandie/flamanville-50340/la-centrale-nucleaire-de-flamanville-a-depasse-le-seuil-de-rejet-d-un-puissant-gaz-a-effet-de-serre-4ef83064-2cdc-11ec-9285-f388b2ea32b0>

BUND-Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045 – Version 2023.

welche „Treiber“ durch Über- oder Unterkapazitäten diesen Transitbedarf hervorrufen. So beträgt die Spitzenlast in der Schweiz und Österreich zusammen ca. 20 GW, die aber sicherlich auch in den jeweiligen Ländern größtenteils abgedeckt wird. Von wo nach wo hier ein Transit mit Spitzenwerten von 23 GW erfolgen soll, ist völlig unklar, wobei dies auch durch die Kuppelkapazitäten nicht abgedeckt ist. Insgesamt ist festzustellen, dass ein erheblicher Anteil des Netzausbaus nicht der Befriedigung des Strombedarfs mit Stromerzeugung in Deutschland dient, sondern einem Transit, dessen Bedarf weder nachgewiesen noch dargelegt wurde, ob dies über die Kuppelkapazitäten abwickelbar ist. Der sehr hohe Spitzenwert weist daraufhin, dass das Marktmodell der Übertragungsnetzbetreiber hier einen überdimensionierten Netzausbau zugunsten des Stromtransits generiert ohne den Grund nachzuweisen und ohne Möglichkeiten zur alternativen Behandlung dieser Spitzenwerte einzubeziehen.

Zahlreiche Leitungsausbauprojekte sind als sog. „project of common interest“ gekennzeichnet. Diese sind angeblich durch Beschlüsse auf europäischer Ebene festgesetzt und wären im nationalen NEP nicht weiter veränderbar. Tatsächlich erfolgt die Beschlussfassung auf EU Ebene durch die europäischen Übertragungsnetzbetreiber mit unzureichender Konsultation ohne Rechtsbehelfe. Ebenso erfolgt die Aufstellung des TYDP von ENTSOE, der die Grundlage für die Festsetzung von PCI darstellt, ohne Strategische Umweltprüfung mit Alternativenprüfung und ohne Kosten-Nutzen-Analyse der Leitungsprojekte. Die PCI dürfen daher keinen herausgehobenen Status im NEP einnehmen, da ihnen eine demokratische Legitimierung auch im Sinne der Anforderungen der Aarhus-Konvention fehlt.

5. Gastransport statt Stromtransport von Offshore-Windenergie

Betrachtet man daher allein die gesamten Ausbaurkosten des NEP von ca. 300 Mrd. €, muss dies in Relation dazu gestellt werden, welche Kosten ein Ausbau einer regionalen Stromerzeugung zum Ausgleich fluktuierender Wind- und PV-Stroms verbunden mit KWK-Anlagen mit Wärmespeichern erfordern würde. Diese ist höchstwahrscheinlich deutlich preiswerter.

Zudem wäre im Rahmen des NEP einzubeziehen, wie hoch Aufwand und Kosten eines Ausbaus einer Transportstruktur der Power-to-Gas-Technik, sei es mit Methan, mit Wasserstoff-Beimischung oder Wasserstofftransport.

Der NEP beschränkt sich immer noch weitgehend auf den Stromsektor und vernachlässigt den Energietransport mittels der Wandlung von Stromenergie in gasförmige Energieträger. Der Transport einer Leistung von 10 GW „als Gas“ könnte weitgehend im bestehenden Erdgasnetz umgesetzt werden, ohne die immensen Umwelteingriffe von nunmehr über zwanzig 40 m breiten HGÜ-Leitungsschneisen.¹⁹ Ebenso könnten in diesem Falle die bestehenden Erdgasspeicher genutzt werden – die HGÜ-Leitungen weisen hingegen keine Speicherfähigkeit auf.

Sicherlich weist ein Energietransport mittels der PtG-Technik auch noch Kosten für das Endprodukt Methan von ca. 20 ct/kWh auf, mit einer Erwartung einer Senkung in Richtung 10 ct/kWh (inkl.

¹⁹ Bei besonders kritischen Querungen wie im Werratal wird die Trasse bis zu 200 m ausgeweitet vor Tunnelbohrungen.

BUND-Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045 – Version 2023.

Offshore-Stromerzeugung)²⁰ – dies zeigt aber, dass die Kosten des Endprodukts der Energielieferung etwa in gleicher Größenordnung liegt wie Offshore-Windenergie plus HGÜ-Leitungsübertragung²¹. Sicherlich wird am Endpunkt des EE-Gastransports eine geringere Strommenge als bei der Einspeisung dargeboten (ca. 30-35%), allerdings ist dies in dieser Preiskalkulation schon enthalten. Die Wärmeverluste bei der Elektrolyse können ebenso zur Bereitstellung von Wärme genutzt werden²² wie auch die bei der Rückverstromung in KWK anfallende Wärme, für die eine ökonomische Gutschrift erfolgen kann.

Überlegungen zu einer Abführung der Energiemenge aus Offshore-Wind mittels Wandlung in Wasserstoff nicht erst an den Standorten der Industrie in NRW, Hessen, Baden-Württemberg und Bayern, sondern in Offshore-Stationen oder in der Nähe sowie der Transport der Energie als Wasserstoff in bestehenden oder neuen Pipelines sollte als weitere Variante des NEP im Rahmen der Alternativenprüfung einbezogen werden. Es macht immer weniger Sinn, die Netzentwicklungspläne Strom und Gas weiterhin getrennt zu betrachten.

Eine Erstellung des NEP-Strom-Übertragungsnetz ohne dies mit einer Planung, Optimierung und einer gezielten Konzipierung eines Wasserstoffnetzes v.a. zur Versorgung größerer Industriestandorte ist nicht nur fachlich sondern auch rechtlich nicht tragbar, da ein wesentlicher Faktor der Minimierung der Umweltauswirkungen außer Acht gelassen wurde. Dass eine solche integrierte Planung möglich ist, zeigt das Modell des ÜNB AMPRION, der im Rahmen seines Projektes Systemvision 2050 für den BUND dessen Eingangsdaten verwendete und das Stromausbaunetz mit der Option von 16 Preiszonen, max. 15 GW Offshorewind und der Möglichkeit eines Energietransportes mit Wasserstoff modellierte. Interessant war – auch für AMPRION – dass deren Modell statt eines weiteren Stromnetzausbaus für 100 % Erzeugung aus EE mehrere Wasserstofftransportleitungen generierte²³. Dies zeigt, dass die ÜNB solche Optionen haben, aber nicht anwenden, zu Lasten der Umwelt und den Stromkosten der Verbraucher.

6. Das Marktmodell

Das Marktmodell der Erstellung des NEP setzt auf dem bestehenden Stromnetz an. Die Stromerzeuger werden dem Szenariorahmen in deren Leistungen nachgebildet und auf die Bundesländer verteilt. Ebenso werden Stromverbräuche auf Landkreisebene verteilt. Die Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie folgt Zeitreihen entsprechend des volatilen Charakters. Steuerbare Erzeuger und Verbraucher (Elektrolyse, DSM, Stromspeicher (Batterien, Pumpspeicher)) werden zusätzlich als Möglichkeit des Ausgleichs von Über- und Unterdeckung zwischen Erzeugung und Bedarf angesetzt. Zielgröße ist die Minimierung der variablen Stromerzeugungskosten, eines sog. „Energy only“-Marktes. Vorausgesetzt wird dass das Stromnetz für den Stromfluss keine begrenzende Größe darstellt. Wenn es im Modell zu Überlastungen kommt,

20 Quelle AGORA Energiewende/ Verkehrswende „Zukunft strombasierter Brennstoffe“, 8.5.2018

21 https://www.ffe.de/attachments/article/527/Kurzgutachten_Kostenvergleich%20Stromtransport.pdf (wobei die FFE in dieser Studie die Kosten der HGÜ-Leitungen durch einen hohen Freileitungsanteil gegenüber der NEP-Planung zu gering ansetzt)

22 <https://future.hamburg/projekt-steckbrief-elektrolyseur-gruener-wasserstoff-aus-moorburg>

23 <https://systemvision2050.de/Systemvisionen/Systemvision-2050-BUND.html>

BUND-Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045 – Version 2023.

generiert dies im Modell einen zusätzlichen Leitungsausbau. Der Netzentwicklungsplan setzt daher per definitionem ein Stromnetz voraus, das keinerlei Restriktionen des Stromtransportes enthält und in Fachkreisen als sog. „Kupferplatte Deutschland“ bezeichnet wird. Unter dieser Voraussetzung generiert das Modell der ÜNB eine beliebig hohe Zahl von Stromleitungen, bis sämtliche Spitzenerzeugungen und Spitzenverbräuche abgedeckt sind. Es besteht also im Modell selbst kein Mechanismus, der auf eine alternative Abdeckung von Spitzenwerten abzielt, außer dem gewünschten Ergebnis der Begründung des Baus neuer Stromleitungen. Gerade wenn Elemente des Stromsystems im Modell nur „marktgetrieben“ eingesetzt werden, bewirkt dies einen überhöhten Ausbau des Übertragungsnetzes, da im Modell keine marktwirtschaftliche Rückkopplung der durch das Modell generierten Kosten des Netzausbaus auf den Betrieb der Anlage vor Ort erfolgt. So müssten z.B. Speichern, die „marktgetrieben“ bei ohnehin lokalem bestehendem Überangebot von EE-Strom einspeisen, nur um weiter entfernte Nachfrage zu bedienen und damit Leitungsausbau generieren diese Zusatzleitungskosten im Marktmodell zugerechnet werden. Denn ebenso wie bei Offshore-Windstrom die Transportkosten der HGÜ-Leitungen den variablen Kosten der Erzeugung zugerechnet werden müsste, die ohne diese Leitungen nicht einspeisen könnten, wären Kosten des Leitungszubaus nicht wie derzeit der Allgemeinheit der Stromkunden anzulasten, sondern den jeweiligen Akteuren (ob Einspeisung oder Verbrauch), die den erhöhten Bedarf – gemäß des Marktmodells – hervorrufen.

Besondere Eingangsparameter gemäß dem Szenariorahmen sind ein Ausbau von 70 GW Wind Offshore, ein nur kleiner Beitrag von 2 GW Biomasse, der Verzicht auf Spitzenkappung und ein insgesamt zu hoher Ansatz des künftigen Stromverbrauchs. Ebenso wird – nicht nachvollziehbar – ein erheblicher Transit, sowohl in Menge als auch in Spitzenleistung im Modell erzeugt. Alles dies führt zu einem immens überdimensionierten Netzentwicklungsplan.

Die Kosten belaufen sich für das (weitgehend noch nicht realisierte) Startnetz auf 50 Mrd. € Onshore plus 12 Mrd. € Offshore und das Zubaunetz (B 2045) auf ca. 95 Mrd. € Onshore und 145 Mrd. € Offshore. Zusammen betragen die Kosten nach Angaben der ÜNB (NEP-Entwurf S. 224) damit etwas mehr als 300 Mrd. €. Dies ist eine sehr erhebliche Zunahme gegenüber dem NEP 2035 um ca. 200 Mrd.€ also etwa eine Verdreifachung. Entsprechend nehmen die Trassenkilometer von 7000 km Onshore auf ca. 20.000 km Onshore zu. Der Anschluss Offshore bedingt allein für die Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) von weiteren 20 ONAS mit 8400 km und 87 Mrd. € Investition. Insgesamt liegt der Aufwand für den Offshore-Wind-Anschluss bei 13.000 Trassenkilometern und 145 Mrd. € - dies liegt auch daran, dass die 10 HGÜ-Leitungen für Offshore-Wind-Anschlüsse mit Konvertern bis in das Bundesland NRW (14 GW) und nach Hessen (4 GW) gezogen werden. (S. 115)

Hinzuzurechnen ist der, weiterhin im NEP ignorierte Ausbaubedarf der Verteilernetze, die eher als Regionalnetze bezeichnet werden sollen, da ihnen die Funktion des Einsammelns und Ausgleichs zwischen Erzeugung und Verbrauch auf regionaler Ebene zukommt. Hier ist mit Kosten von weiteren 150 – 250 Mrd.-€ zu rechnen²⁴ Die **Gesamtkosten des Netzaus- und Umbaus auf allen Ebenen** wird

²⁴https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9262_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_Ergebnisbericht.pdf (S. 32)

sich nach den Vorstellung des NEP auf die **Größenordnung von 500 Mrd. €** belaufen. Die zusätzlichen Netzentgelte werden sich damit auf ca. 6 – 7 ct/kWh belaufen. Industriekunden werden dann statt typisch 3 ct/kWh also 9-10 ct/kWh, Haushaltskunden statt 8 ct/kWh dann 14-15 ct/kWh. Hinzu kommen dann Stromkosten, die aus neuen EE-Anlagen durchaus nur 5-8 ct/kWh kosten. Es wird aber eine etwas absurde Situation eintreten, dass die Netzentgelte insgesamt deutlich teurer werden als die Kosten der Stromerzeugung und dies vor allem, weil die Netze überdimensioniert werden, da ein Strommarktdesign unterstellt wird, dass auf Spitzenstromübertragung ohne regionalen Ausgleich setzt. Es ist dann auch zu befürchten, dass aufgrund der höheren Netzentgelte für Industrie und Gewerbe, deren Netzentgelte zu Lasten der Haushalte zu senken, mit entsprechenden negativen sozialen Folgen²⁵.

Sinnvoller ist es, Konzepte für einen flexiblen Betrieb von Erzeugungsanlagen und Verbrauchern verbunden mit flexiblen Netzentgelten zu entwickeln, die zu einer deutlichen Entlastung der Netze auf allen Ebenen von Überlastungen führen und damit den Netzausbau, seine Kosten und Umweltauswirkungen mindern.

Der gesamte Netzentwicklungsplan sprengt daher den bisher diskutierten Rahmen des Ausbaus des Übertragungsnetzes um ein Mehrfaches. Dies bedingt eine immense Zunahme der mit dem Netzausbau verbundenen Umwelteinwirkungen, die nicht hinzunehmen ist, zumal keinerlei Ansatz zu einer Minimierung des Netzausbaus ersichtlich ist. Die Umwelteinwirkungen betreffen insbesondere Eingriffe in den Boden, landwirtschaftliche Nutzung, Grundwasser, Naturschutz, Wald und Landschaft sowie der Gesundheit (el.-mag. Felder). Diese werden zwar in einem Umweltbericht dargelegt, soweit dies vor der konkreten Realisierung möglich ist. Eine **Strategische Umweltprüfung (SUP)**, die tatsächlich verschiedene Strategien (mehr Onshore Wind statt Offshore Wind, Wasserstofftransport statt Stromtransport, Integration mit der Gasnetzplanung, Integration mit Verteilnetzausbau,..) fand allerdings bisher nicht statt und ist auch wieder nicht zu erwarten. Die reale SUP stellt nur Auswirkungen begrenzt dar und vergleicht nur Optionen minimaler Verschiebung von Leitungstrassen. Die Umweltkosten lassen sich sicherlich schwer beziffern, da der „Wert der Natur“ sich aus guten Gründen nicht einfach in Euro und Cent umrechnen lässt und es vielfach auch unwiederbringliche und nicht kompensierbare Schäden sind, die der Netzausbau bewirkt. Allein dies ist Grund genug zu fordern, dass die Netzentwicklungsplanung auf eine Minimierung ausgelegt wird. Dies ist sie aber nicht.

Schon die Methodik der Optimierung der variablen Kosten des Stromsystems geht hier fehl. Denn gerade beim Übergang zu erneuerbaren Energien stellen die variablen Kosten der Erzeugung v.a. aus Windenergie und Solarenergie nur einen geringen Anteil an den Gesamtkosten dar. Es wäre daher erforderlich der Einspeisung aus erneuerbaren Energien den sich bisher herausgestellten Marktwert, z. B. 5 – 10 ct/kWh zuzuweisen. Der Offshore-Winderzeugung sollten dabei die Kosten der ONAS und der folgenden HGÜ-Leitungen zugerechnet werden, so dass diese mit 22-27 ct/kWh anzusetzen wäre. Es ist klar, dass allein ein solcher Ansatz einen völlig anderen Netzentwicklungsplan ergeben

²⁵Eine solche Diskussion beginnt gerade. Zudem ist das System der Netzentgelte seit Jahrzehnten reformbedürftig, da derzeit regional extrem unterschiedliche Netzentgelte erhoben werden. Der diesbezügliche Kabinettsbeschluss der Bundesregierung vom Jahr 2018 wurde bislang nicht umgesetzt. BUND-Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045 – Version 2023.

würde. Ebenso würde folgern, dass der Szenariorahmen zu ändern wäre, würde sich herausstellen, dass in diesem Fall die Stromerzeugung Offshore völlig unwirtschaftlich im Vergleich zu regionaler verbrauchsnahe Anlagen der Windenergie und Solarenergie wäre.

Das Marktmodell setzt einen Energy-Only-Markt voraus. Hierbei werden nur die variablen Stromerzeugungskosten für die Preisbildung und den Zuschlag am Markt herangezogen. Dieses Modell ist entstanden für die Marktbildung für steuerbare Kraftwerke, meist Atom-, Kohle- und Erdgas-Kraftwerke. Dieses Marktmodell ist für eine Welt mit 100% erneuerbarer Energie, von der 80-90 % aus fluktuierender Erzeugung von Wind- und Solarstrom stammt, schlicht ungeeignet. Das Scheitern des Energy-Only-Marktes hat sich aktuell in der Energiekrise verbunden mit dem Ukraine-Krieg gezeigt. Es ist in Politik und Wissenschaft klar, dass der Anteil von 50% EE-Strom den Markt setzt, wo das alte Marktmodell durch ein neues Strommarktdesign abgelöst werden muss, wenn man 100%ige Energieversorgung aus erneuerbaren Energien erreichen will. Der Energy Only Markt ist faktisch gescheitert und beginnt gerade Diskussion um die Entwicklung eines neuen Strommarktdesigns mit wesentlichen Elementen der Einführung von zwei oder mehr Preiszonen, regionaler Strommärkte sowie der Erlaubnis und Förderung regionaler Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften.

Damit setzen die ÜNB ein grundsätzlich falsches Strommarktmodell an. Es wirkt aus der Zeit gefallen. Insbesondere sind die sehr geringeren variablen Kosten des Wind-Solar-Stroms nicht geeignet ein sinnvolles „Marktsignal“ zu generieren – auf diesem setzt aber das Marktmodell der ÜNB an. Die ÜNB geben dazu an (S.62) dass ihr Marktmodell auf die Minimierung der variablen Kosten abzielt und optimiert. Dies macht aber bei volatilem Angebot von Wind- und Solarstrom mit sehr geringen variablen Kosten keinen Sinn. Zudem gibt es keine weitergehenden Informationen wie die ÜNB dieses Marktmodell konstruiert haben und es funktioniert. Die ÜNB verweisen selbst darauf, dass sie weitere Parameter vorkonstruieren, so z.B. die Speicherwasserfüllstände von Pumpspeichern. Unklar bleibt, welche weiteren Optimierungen, die auch voreingestellte nicht nachvollziehbare Manipulierungen im Marktmodell sind, vorgenommen werden. Damit liegt keine erforderliche Transparenz zur Prüfung des NEP und seiner Ergebnisse vor. Das Marktmodell der ÜNB ist und bleibt eine „black box“.

Die an anderer Stelle beschriebenen Randbedingungen, wie keine Spitzenlastkappung, zu geringer Ansatz von Biomasse und/oder KWK zum Ausgleich von fluktuierendem Wind- und Solarstrom auf regionaler Ebene kommen dazu, so dass dieses Marktmodell letztlich – auch mit Vorgabe von 70 GW Offshore Windstrom zu einem immens überdimensionierten und hinsichtlich der Umweltauswirkungen und Kosten nicht akzeptablem Netzentwicklungsplan führt.

7. Keine Kosten/Nutzen-Analyse

Insgesamt erfolgt weiterhin keine Kosten-Nutzen-Optimierung. Diese erfolgt gemäß EU-Vorgaben zwar für die Grenzkuppelstellen/Interkonnektoren, aber in gleicher Weise könnte diese Kosten-Nutzen-Rechnung für jede zusätzliche Leitung im NEP erfolgen. Eine solche Vorgehensweise hatte vor einigen Jahren im Projekt „Transparenz Stromnetze“ des Öko-Instituts zu überraschenden Ergebnissen geführt, dass mit einer solchen „iterativen“ Vorgehensweise der Netzausbaubedarf

deutlich geringer ausfiel, da bei teuren Zusatzleitungen andere günstigere Alternativen bevorzugt wurden²⁶.

Wesentlicher Teil der Kritik von Jarass/Siebels an der Netzentwicklungsplanung ist, dass keine Kosten-Nutzen-Analyse der Netzausbauplanung erfolgt ist. Obwohl das Energiewirtschaftsgesetz in § 1 eine „möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit“ fordert, wird die Frage der Kosten und des Preises des Netzausbaus bisher kaum thematisiert und in der Netzplanung bis auf eine Ausnahme ignoriert und übergangen. Allein bei der Frage der grenzüberschreitenden Interkonnektoren wird gemäß einer EU-Richtlinie eine Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt. Es ist jedoch nicht einsichtig, wieso dies nicht gleichermaßen für jede der geplanten Netzausbaumaßnahmen erfolgt, zumal die gleiche Methodik auch für innerdeutsche Leitungsmaßnahmen angewandt werden kann. Das Erfordernis für eine Kosten-Nutzen-Analyse ist schon aufgrund des EU-Rechts, der Vorgaben der europäischen Stromnetzbetreiber ENTSOE und insbesondere für die im NEP enthaltenen Maßnahmen, die als „Project of common interest PCI“ gekennzeichnet sind gegeben. Die Unterlassung der Kosten-Nutzen-Analyse ist daher nicht nur aus volkswirtschaftlicher Sicht als Verstoß gegen das Wirtschaftlichkeitsgebot des Energiewirtschaftsgesetzes zu kritisieren (dies müsste auch seitens des Bundesrechnungshofes erfolgen), sondern dürfte sich auch als europarechtswidrig herausstellen²⁷.

Der BUND ist auf die damalige Diskussion und Antwort der Bundesnetzagentur zur Frage der Kosten/Nutzen-Analyse in seiner Stellungnahme zur Prüfung des NEP 2035(2021) ausführlich eingegangen²⁸. Neben anderen wieder vorgetragenen Argumenten ist nun klar, dass das Argument der BnetzA, „ob der Gesetzgeber das Marktdesign ändert, sei nicht absehbar“, durch den Koalitionsvertrag der Ampel widerlegt ist. Das Strommarktdesign muss geändert werden, eine Plattform zur Diskussion künftiger Strommarktregeln wurde im Frühjahr 2023 eingerichtet.

8. Ein neuer Netzentwicklungsplan mit einem neuen Stromsystemdesign durchführen!

Es wäre vielmehr ein Stromsystemdesign anzuwenden, das zumindest folgende wesentliche Elemente umfasst:

Bildung eines Szenariorahmens, bei dem die Erzeugung von Wind- und Solarstrom sich an den Verbrauchsschwerpunkten orientiert. Die Verteilung der Windenergieanlagen sollte den Vorgaben des Windenergie-an-Land-Gesetzes (WindBG, Anlage 1) folgen, bei der ein Flächenanteil von 1,8 – 2,2% der Landesfläche für Windenergie vorgesehen ist.

Der Ausbau der Offshore-Windenergie ist aus Gründen des Naturschutzes (Vögel, Fische, Schweinswale, Wattenmeer) auf 15 GW bis 2030 zu begrenzen. Spitzenwerte sind mit Jahresvolllaststunden über 3000 h in Wasserstoff zu wandeln und in die großen Industriegebiete zu leiten.

26 https://www.transparenz-stromnetze.de/fileadmin/downloads/Oeko-Institut_2018_Transparenz_Stromnetze.pdf, dort v.a Kapitel 2.4, S. 30 ff

27 Zur näheren Begründung siehe: http://www.jarass.com/Energie/B/EU-Vorgaben,_v3.031.pdf

28 https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/energiewende/energiewende_nep2_pruefung_bnetz_a_2035_stellungnahme.pdf - (dort ab Seite 5).

BUND-Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045 – Version 2023.

Es ist eine Spitzenlastkappung von 3% der Jahreserzeugung von Wind- und PV-Anlagen anzusetzen, mit der die Einspeiseleistung auf max. 70% der Nennleistung begrenzt werden kann.

Es sind Tagesstromspeicher vorzusehen, insbesondere Batterien, die Fluktuationen der Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik ausgleichen und die Einspeisung schon in die Verteilnetze auf 30 % - 50% der Nennleistung begrenzen.

Es ist ein Strommarktmodell anzusetzen, das variable Netzentgelte umfasst, mit denen Stromabnehmer Informationen erhalten, um ihren Strombezug bzw. ihre Einspeisung netzdienlich zu betreiben. Zusätzlich sind Informationen für die Stromkunden bereitzustellen, damit diese sich auch systemdienlich verhalten können. Besondere zusätzliche Stromverbraucher wie Wärmepumpen und Elektroladestationen sind mit digitaler Technik auszustatten, damit diese sich flexibel mit dem Ziel der Entlastung der Verteil- und damit auch der Übertragungsnetze verhalten, sei es durch Entscheidung der Kunden selbst, oder durch die Möglichkeit der Verteilnetzbetreiber einen netzentlastenden Betrieb (zur Minderung des Netzausbaus) sicherzustellen.

Es ist davon auszugehen, dass aufgrund der schon seit Jahren überfälligen Umsetzung der EU-Richtlinie RED II es Regeln für Einrichtung und Betrieb von „Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften“²⁹ gibt. Diese sollten vorsehen, dass diese Gemeinschaften Vorteile, insbesondere bei den Netznutzungsentgelten, erhalten, wenn diese im regionalen Verbund von Erzeugung, Transport, Handel und Verbrauch von Strom eine Optimierung mit Ausgleich erreichen, der Spitzenwerte vermeidet (sowohl Über- als auch Unterdeckung) und damit wesentlich netzdienlich ist. Es sind daher Strommarktmodelle anzusetzen, die berücksichtigen, dass gemäß den Vorschriften der EU, auch in Deutschland der Handel von Energie durch sog. „Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften“ ermöglicht werden soll. Diese können einen regionalen Ausgleich von fluktuierendem Stromangebot aus Wind und Sonne mit flexibel steuerbaren Anlagen herstellen³⁰. Dies kann bei entsprechender Verbindung mit dem Betrieb der Verteilnetze zu erheblichen Minderungen im überregionalen Stromtransport führen³¹. Der BUND sowie eine Vielzahl von Organisationen und Stromversorgern hat bei der EU-Kommission Beschwerde eingelegt, weil die EU RED II-Richtlinie hinsichtlich der Schaffung von Rahmenbedingungen für EE-Gemeinschaften nicht umgesetzt wurde³². Der NEP ignoriert diese Möglichkeiten und ist damit rechtlich nicht tragfähig. Vermiedene Ausbaurkosten der Verteil- und Übertragungsnetze könnten als Bonus solchen netzdienlichen Bürger-Energie-Gemeinschaften zu Gute kommen zu lassen. Man könnte ihnen auch ähnlich die den ÜNB für die Herstellung der Versorgungssicherheit eine gleichermaßen gesetzlich gesicherte Eigenkapitalrendite zusichern. Eine Erstellung eines NEP ohne die Möglichkeiten der Bürgerenergie gemäß der EU-Richtlinie einzubeziehen ist schlicht rechtswidrig, da es die nach dem EnWG geforderte „wahrscheinlichen

29 Wir verweisen hier auf Stellungnahmen und Arbeiten der Bürgerenergie und des IÖW, die zeigen, dass diese EEGemeinschaften ein ganz wesentlicher Bestandteil der künftigen Entwicklung der Energiewende ist, wo Akzeptanz durch Beteiligung und Teilhabe ersetzt wird. <https://www.buendnis-buergerenergie.de>
https://www.ioew.de/publikation/die_energiewende_der_buerger_staerken

30 Wie dies organisiert werden kann, zeigt das Projekt PEBBLES: <https://pebbles-projekt.de/>

31 Genau dieser Effekt wurde im Projekt „Transparenz Stromnetze“ des Öko-Instituts nachgewiesen.

32 <https://www.bund.net/service/presse/pressemitteilungen/detail/news/breite-allianz-nimmt-untaetigkeit-der-bundesregierung-zulasten-der-buergerenergie-nicht-laenger-hin-eu-beschwerde-gegen-deutschland-eingereicht/>

BUND-Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045 – Version 2023.

Entwicklungen“ im Stromsystem nicht berücksichtigt. Der NEP wirkt zudem diskriminierend gegenüber allen anderen Akteuren am Strommarkt aufgrund seiner Grundannahme, dass nur die variablen Kosten betrachtet werden und die Netzentgelte auf alle Verbraucher ohne das Verursacherprinzip anzuwenden, umgelegt werden.

Sämtliche Elemente des Stromsystems – Stromverbraucher wie Elektrolyse, Power-to-Heat, Einspeicherungen als auch steuerbare Stromerzeuger wie KWK-Anlage, Biomasseanlagen, Ausspeicherungen sind so im Marktmodell anzusetzen, dass diese netzdienlich betrieben werden.

Ein an der Netzdienlichkeit orientiertes Marktmodell erfüllt durch die Zielgröße Minderung des Stromnetzausbaus zugleich die Anforderungen des Umwelt-, Natur- und Gesundheitsschutzes, der künftig nicht mehr als Folgewirkung angesetzt wird, sondern zur Leitgröße des Netzentwicklungsplans wird. Dies schließt weitere Optimierungen und Kompensationen bei konkreten Leitungsvorhaben aufgrund einer Umweltverträglichkeitsprüfung im Detail nicht aus – sichert aber vorab, dass eine Überdimensionierung des Netzplans vermieden wird.

Die Planung des Übertragungsnetzes ist mit den Planungen der Verteilnetze ebenso zu verbinden, wie mit der Option der Übertragung großer Leistungen mittels Wasserstoff, insbesondere für den Wasserstoff, der ohnehin durch die Industrie stofflich benötigt wird.

Die Minderung des Stromnetzausbaus hat zudem eine wichtige Funktion zur Begrenzung der Netzentgelte. Bei einem NEP mit mindestens 300 Mrd. € Kosten³³ wäre mit einem höheren zu erwartenden Zinssätzen von 10% und einer Annuität inkl. Unterhaltungskosten von 15% und einem Stromverbrauch von 1000 TWh mit einer allgemeinen Erhöhung der Netzentgelte um 4,5 ct/kWh zu rechnen. Für den Ausbau der Verteilnetze ist mit einer weiteren Erhöhung um 1,0 ct/kWh zu rechnen. Dieser Steigerung der Netzentgelte die alle Stromkunden, ob geringverdienender Haushalt oder Industrie betreffen werden, sind mögliche Minderungen des Stromnetzausbaus durch gezielte Investitionen in Stromeinsparung, Organisation von Flexibilitäten (Digitalisierung) entgegenzusetzen und gegenzurechnen. Eine solche Optimierung macht der NEP der ÜNB nicht und verstößt daher gegen § 1 EnWG, der eine Optimierung zwischen Versorgungssicherheit, Kosten und Umweltfreundlichkeit fordert.

Dies zeigt, dass gemäß den EU Richtlinien schon jetzt andere Regeln zum Strommarkt und zum Betrieb der Verteilnetze vorgeschrieben sind, die jedoch durch die Bundesregierung noch nicht ausreichend und konsequent umgesetzt werden. Insofern entspricht der Netzentwicklungsplan nicht den Vorschriften des EU-Rechts, da wesentliche Elemente nicht umgesetzt und nicht im Netzentwicklungsplan enthalten sind. Es sind bezeichnenderweise genau die Regelungen die Eigenstromversorgung, Stromverkauf zwischen Erzeugern von EE und KWK-Strom, die Rolle von Aggregatoren und Verteilnetzbetreibern betreffen, die allesamt Bedingungen sind für eine gänzlich andere Netzentwicklungsplanung.

33 Genauere Abschätzungen der Kosten der HGÜ-Leitungen liegen nicht vor. So werden seit 5-10 Jahren immer die gleichen Kosten für Südlink von 10 Mrd. € angesetzt, trotz erheblicher allgemeiner und besonderer Preissteigerung bei Produkten im Energiebereich. Die Gesamtkosten des NEP könnten daher auch auf über 400 Mrd. € steigen.

BUND-Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045 – Version 2023.

11. Zusammenfassung:

Der BUND fordert eine grundlegende Überarbeitung des Entwurfs des NEP 2037/2045(2023).

Hierzu ist der Szenariorahmen deutlich zu verändern. Insbesondere sollte ein stärkerer Ausbau der dezentralen erneuerbaren Stromerzeugung berücksichtigt werden, wie er im Hinblick auf veränderte politische Zielsetzung gefordert wird. Dabei ist eine Verlagerung der Stromerzeugung von Offshore - Windenergie in Richtung auf Onshore-Windenergie und hierbei verstärkt in den Süden Deutschlands erforderlich, gemäß dem Planungsrahmen von durchschnittlich 2 % der Fläche für Onshore-Windenergie in allen Bundesländer. Strom aus Offshore-Windenergie sollte verstärkt mittels Umwandlung in Gas (Wasserstoff, Methan) transportiert werden.

Das Strommarktmodell des NEP ist grundlegend zu verändern im Sinne der wissenschaftlichen Vorschläge zum „Zellularen Ansatz“, den Vorschlägen zur Minderung von Netzengpässen des Projektes ESYS der acatech, Vorschlägen für Strommärkte, für Kombikraftwerke und für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften. Es sind flexible Stromtarife und Netzentgelte anzusetzen, die gezielt sowohl den netzdienlichen als auch systemdienlichen Betrieb von Erzeugungsanlagen als auch Verbrauchern adressieren und somit zu einem deutlich geringeren Netzausbau beitragen können. Es ist davon auszugehen, dass künftig Erneuerbare Energie Gemeinschaften verschiedener Art ein „Energy sharing“ praktizieren, bei einem lokal und regional netzentlastenden Betriebes wirtschaftliche Vorteile erhält, die den gesparten Kosten des Netzausbaus entsprechen.

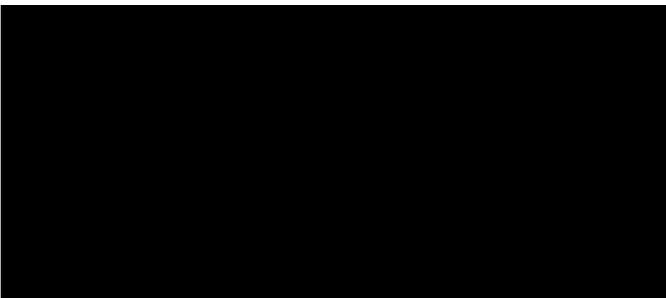
Die Stellungnahme kann veröffentlicht werden.

Autor:



Sprecher des Arbeitskreises Energie

im Wissenschaftlichen Beirat des BUND



Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND)

Friends of the Earth Germany

BUND-Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045 – Version 2023.



Anhang:

Wir legen die Kritik am Bundesbedarfsplan 2020 sowie die Stellungnahmen zahlreicher namhafter Wissenschaftler*innen bei, da deren Kritik sich gleichermaßen auf den NEP 2035/2047 bezieht.

Anhang 1: Kritik des BUND am Bundesbedarfsplan 2020

Da der NEP Grundlage für eine Neufassung des Bundesbedarfsplans ist, verweisen wir auf die Kritik, die der BUND mit Unterstützung von namhaften Expert*innen der Energiewirtschaft gegenüber den Mitgliedern des Deutschen Bundestages vorgetragen hat:

"Das Bundesbedarfsplangesetz steht für einen technisch überdimensionierten, unwirtschaftlichen und umwelt- und naturschädlichen Stromnetzausbau. Die Bundesregierung setzt damit weiter auf ein zentralistisches Modell. Statt regionale Netze zu stärken, wird die 'Kupferplatte Deutschland' gefördert nach der veralteten Vorstellung: Strom muss bundesweit beliebig transportierbar sein.

Das Gesetz ebnet dem Ausbau von über 6.000 Kilometern Hochspannungsleitungen den Weg. Die Kosten belaufen sich auf mehr als 80 Milliarden Euro. Während Netzbetreiber hohe gesetzlich gesicherte Renditen in Milliardenhöhe erwarten, drohen Stromkunden Mehrkosten von bis zu vier Cent/kWh. Dies trifft vor allem Haushalte und Kleingewerbe. Das ist unsozial.

Der BUND setzt stattdessen auf dezentrale Energiekonzepte: Strom aus zeitlich schwankender Erzeugung von Wind- und Solaranlagen wird regional ausgeglichen durch flexible Kraftwerke der Kraft-Wärme-Kopplung, die Versorgungssicherheit bieten und zudem zur Wärmewende und zum Klimaschutz beitragen. Verteilnetze werden bei der Stromnetzplanung einbezogen. Dieses Konzept wird von namhaften Energiewissenschaftlern unterstützt.

Der BUND fordert ein neues Strommarktsystem. Der Bundestag hatte im Dezember signalisiert, dass es noch vor der Bundestagswahl dafür einen Entwurf geben soll. Das ist die Chance, sich von alten Vorstellungen eines Strommarktes zu trennen, der auf zentrale Großkraftwerke ausgerichtet wurde. Der neue Markt muss regional,

BUND-Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045 – Version 2023.

dezentral, flexibel und sozial sein. Das macht überdimensionierte Stromtrassen überflüssig, ist kostengünstiger und naturverträglicher."

Anhang 2: Anschreiben des BUND an Mitglieder des Deutschen Bundestags

Überdimensionierten Bundesbedarfsplan 2020 überarbeiten – Alternativen entwickeln! Berlin, 26.05.2020

An die Mitglieder der Fraktionen von CDU/CSU, SPD, Bündnis 90/Die Grünen, LINKE und FDP.

Der Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND) möchte Sie anlässlich der geplanten und bevorstehenden Novelle des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) zum Stromnetzausbau ansprechen und bitten, den vorgelegten Plan nicht in dieser Weise zu verabschieden.

Auf Grundlage des Netzentwicklungsplans (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber, der zuletzt im Dezember 2019 von der Bundesnetzagentur bestätigt wurde, soll aktuell eine neue Version des Bundesbedarfsplans (BBPlan) in den Deutschen Bundestag eingebracht und verabschiedet werden. Jedoch gibt es seit vielen Jahren nicht nur seitens des BUND e.V. grundlegende Kritik an diesen Netzentwicklungsplänen. (www.bund.net/energiewende/erneuerbare-energien/stromnetze)

Kernkritikpunkt ist, dass der BBPlan hinsichtlich der Streckenlänge, der Art der Leitungen, der Kosten und der Umwelteinriffe *deutlich überdimensioniert* ist. Es bestehen nämlich *zahlreiche Alternativen* hinsichtlich der Stärkung der dezentral in Deutschland verteilten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die diesem jedoch nicht gegenübergestellt werden.

- Möglichkeiten zur Regionalisierung durch Ausgleich von Stromerzeugung und -bedarf auf Verteilnetzebene in Zellen/Waben oder durch Strommarktzone wurden nicht in Betracht gezogen (z.B. im Sinne des „Zellularen Ansatzes“ der Elektrotechnischen Gesellschaft (ETG) des VDE e.V.).
- Eine Abregelung von Einspeisespitzen von Anlagen erneuerbarer Energie (Wind, Sonne), die systemisch an den Schwachstellen der bestehenden Netze ansetzt, erfolgt in dem Modell der Bundesnetzagentur ebenso nicht.
- Hinzu kommen noch nicht ausgeschöpfte Möglichkeiten des Monitorings der Leiterseile und der Einsatz von Hochtemperaturseilen.
- Auch ein größerer Anteil des Energietransports mittels aus Erneuerbarem-Strom erzeugten Gasen kann den Stromnetzausbau mindern.

Eine aktuelle Studie von Prof. Lorenz J. Jarass „Überzogener Netzausbau“, die auch als Buch erschienen ist, können wir Ihnen gerne kostenlos zusenden³⁴.

Die Studie wurde in Auftrag gegeben vom „Initiativkreis Netzentwicklungsplan 2030“: Rechtsanwalt W. Baumann, Würzburg, N-ERGIE Aktiengesellschaft, Nürnberg, BUND Natur-schutz in Bayern e.V., Bundesverband Bürgerinitiativen gegen Südlink, ABSOT/Südostlink, BI A7 Stromtrasse NEIN e.V., BI Bergrheinfeld, Landkreis Wunsiedel, Gemeinde Brennbach, Gemeinde Geldersheim, Gemeinde Wasserlosen. Sie zeigt, dass es keine ökonomische Optimierung des Netzausbaus gibt, da die künftig immer größer werdenden Netzentgelte nicht in Relation zu preisgünstigeren Optionen gestellt werden. Einige Studien weisen daraufhin (z.B. „Transparenz

³⁴www.jarass.com/Energie/A/ueberdimensionierter_Netzausbau_behindert_die_Energiewende/NEP_2030_Buch_v2.32_Internet.pdf

BUND-Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045 – Version 2023.

Stromnetze“ des Öko-Instituts³⁵ dass mit einem grundlegend anderen Ansatz und Strommarktmodell/Energiemarktordnung von Netzplanung und -betrieb der Netzausbau gemindert und in Folge kostengünstiger und umweltfreundlicher werden könnte. Dies kann sich wiederum positiv auf die Akzeptanz für die Energiewende auswirken.

Kurz: der für die Energiewende erforderliche Stromnetzausbau kann deutlich geringer ausfallen, kann deutlich kostengünstiger werden, kann erheblich umweltfreundlicher sein!

Wir möchten Ihnen daher gemeinsam mit Bürgerinitiativen, kommunalen Gremien und Stadtwerken, die sich ebenfalls kritisch gegenüber dem geplanten BBPlan stellen, ein gemeinsames Papier mit Statements an die Fraktionen des Deutschen Bundestags sowie die Öffentlichkeit geben, was nochmals verdeutlichen soll, dass die geplante Verabschiedung des Bundesbedarfsplans nicht in dieser überdimensionierten Weise erfolgen darf.

Gerade in der aktuellen Lage der Corona-Krise, gilt es in Zukunft den Lösungen den Vorrang und die Chance zu geben, bei denen Milliarden Euro gespart werden können zugunsten von Umwelt und Naturschutz! Investitionsprogramme müssen für die dezentrale Gestaltung der Energiewende eingesetzt werden!

Die Stellungnahmen dieser Wissenschaftler*innen und Verbandsvertreter*innen (siehe Anlage) sind sich einig, dass ein dezentrales Szenario in der Netzplanung fehlt und kostengünstigere Maßnahmen im NEP/BBPlan nicht berücksichtigt wurden.

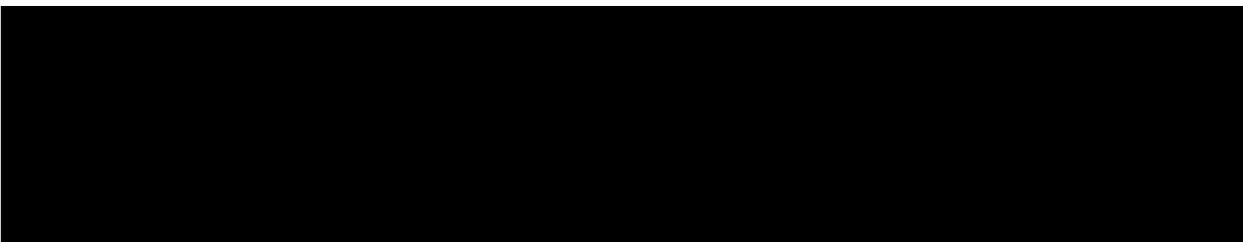
Wir erhoffen uns eine Belebung der Diskussion über die Stromnetzplanung, in der auch alle Alternativen zum überdimensionierten Stromnetzausbau einbezogen werden. Wenn diese nicht entsprechend der Pflicht zur Strategischen Umweltprüfung (SUP) einbezogen werden, kann eine Verabschiedung des Bundesbedarfsplans als nicht rechtmäßig angesehen werden.

Mit freundlichen Grüßen



Anlage 3: Stellungnahmen zum Bundesbedarfsplan 2020

Überdimensionierten Bundesbedarfsplan 2020 überarbeiten – Alternativen entwickeln!



„Der Netzausbau in Deutschland beruht immer noch auf der alten Denkwelt der konventionellen Energiewirtschaft. So werden die Kohlekraftwerke zwar jetzt (endlich) aus dem Szenariorahmen entfernt, jedoch werden sie durch ebenfalls sehr CO₂-intensive Erdgaskraftwerke ersetzt. In den (wenigen) Stunden mit

³⁵ www.transparenz-stromnetze.de/fileadmin/downloads/Schlussfolgerungen_Stakeholder.pdf,
BUND-Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045 – Version 2023.

Netzengpässen werden Erneuerbare abgeregelt, statt die fossilen Kraftwerke, die teurer und schmutziger sind, vom Netz zu nehmen. Eine Vielzahl von wissenschaftlichen Studien belegt, dass mit kostengünstigen Maßnahmen wie Abregelung, Leiterseilmonitoring sowie der Berücksichtigung der Infrastrukturkosten bei der Planung der notwendige Netzausbau erheblich reduziert werden kann. So lange der Bundesbedarfsplan sich nicht am „new normal“ einer 100% erneuerbaren, möglichst dezentralen Energieversorgung orientiert, sondern das alte System stärkt, ist er abzulehnen.“

[REDACTED] (TU Berlin, und DIW Berlin): „Netzausbau für eine dekarbonisierte Zukunft – In Deutschland und in Europa“

„Stromnetzinfrastruktur ist für die Energiewende wichtig, hat dabei jedoch eine „dienende“ Funktion: Konkret muss sich der Netzausbau am Ziel der Dekarbonisierung orientieren, welches sowohl die Bundesregierung für Deutschland, als auch die Europäische Union beschlossen haben. Stattdessen arbeitet der Netzentwicklungsplan in Deutschland noch mit einem erheblichen Ausbau fossiler Infrastruktur, vor allem sollen noch mehr klimaschädlich Erdgaskraftwerke gebaut werden (+ 10 GW): Selbst im aktuellen Entwurf des Szenariorahmens steigt die Kapazität von 25 GW (2018) auf 34 GW (2025 sowie 2040). Auf europäischer Ebene sieht der „Ten-year-network-development-plan“ (TYNDP) sogar den Bau neuer Kohlekraftwerke (u.a. in Polen und Bulgarien) und Kernkraftwerke vor; auch hier wird in vielen Ländern in neue Erdgaskraftwerke investiert, was nicht nur umweltschädlich sondern auch aller Voraussicht nach unwirtschaftlich sein wird („stranded assets“). Weder die Netzentwicklungspläne noch der Bundesbedarfsplan dürfen hinter den energie- und klimapolitischen Zielen zurückbleiben und bedürfen daher einer grundlegenden Umstrukturierung.“

[REDACTED] Stromnetzsachverständiger, Wiesbaden: „Eine Reihe kostengünstiger, nicht berücksichtigter Maßnahmen machen HGÜ-Leitungen überflüssig“

„Der Netzentwicklungsplan sieht bis 2035 einen Netzausbau von fast 18.000 km mit Investitionskosten von 95 Mrd. € vor. Dieser Netzausbau ist ganz überwiegend für den Stromexport von Leistungsüberschüssen erforderlich. Für Leistungsdefizite (Dunkelflaute) hingegen ist auch laut Bundesnetzagentur typischerweise kein Netzausbau erforderlich. Unser Buch "Überdimensionierter Netzausbau behindert die Energiewende" belegt u.a.:

- Die fehlende Berücksichtigung der Netzausbaukosten führt zu einem signifikant überhöhten Netzausbau und macht damit die gesamte Bedarfsanalyse des Netzentwicklungsplans fragwürdig.
- Es gibt eine Reihe von kostengünstigen Maßnahmen zur Verringerung des erforderlichen Netzausbaus, die im Netzentwicklungsplan ganz überwiegend unberücksichtigt bleiben und jedenfalls die geplanten HGÜ-Erdkabel überflüssig machen würden.“

[REDACTED] Energieexperte, Hochschule für Technik und Wirtschaft, Saarbrücken: „Man muss sich von der „Kupferplatte“ verabschieden und dezentrale Potentiale ausschöpfen“

"Das Herz der Energiewende schlägt aktuell auf der dezentralen Ebene: bei den Genossenschaften, findigen Ingenieuren, Energieberatern, Hausbesitzern, innovativen Wohnungsbaugesellschaften, engagierten Kommunalpolitikern, ... Es ist skandalös, dass die politischen Rahmenbedingungen dezentrale Ansätze und Systemlösungen immer noch stark behindern und ausbremsen und sie gleichsam als Störfaktoren in einem ansonsten "effizienten" Gesamtsystem betrachten. Eines ist sicher: wenn man sich von der Traumtänzeri einer geschlossenen "Kupferplatte" bei den Stromnetzen verabschiedet, benötigt man händeringend vielfältige dezentrale Systemlösungen, die heute entwickelt werden müssen. Dies beinhaltet auch die Sektorkopplung und damit die optimierte Nutzung der lokalen und regionalen Strom- und Gasnetze. Selbst wenn der aktuell geplante

BUND-Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045 – Version 2023.

Stromnetzausbau bis 2035 umgesetzt werden sollte - was eher fraglich erscheint und auch extrem teuer wäre -, muss das dezentrale Potenzial der Systemlösungen umfassend ausgeschöpft werden, um eine weitere unrealistische Ausbaurunde nach 2035 überflüssig zu machen. Dafür müssen die Weichen in Berlin sehr zeitnah gestellt werden.

Leiter Forschungsfeld Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) GmbH, gemeinnützig: **„Der Gesetzesrahmen erschwert eine stärkere regionale Verteilung, hierfür braucht es neue Szenarien.“**

„Die Szenarioermittlung und die sich daran anschließende Netzentwicklungsplanung orientiert sich maßgeblich an dem geltenden gesetzlichen Rahmen. Dieser erschwert aber gegenwärtig eine stärkere regionale Verteilung der erneuerbaren Energien sowie eine Nutzung der sich daraus ergebenden Überschüsse vor Ort durch geeignete Flexibilitätsoptionen. Eine stärkere Regionalisierung der Erzeugung von Wind- und Solarstrom sowie von systemdienlicher Flexibilität könnte gleichermaßen für eine gleichmäßigere Verteilung von regionaler Wertschöpfung und Beschäftigung wie auch für mehr Akzeptanz und Resilienz sorgen - und nebenbei den Netzausbaubedarf verringern. Hierfür braucht es aber Szenarien, die derartige Entwicklungen und Eigenschaften - und ihre voraussichtlichen Kosten und Nutzen - ebenfalls abbilden“.

FENES OTH Regensburg (Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher): **„Der Bedarfsplanung fehlt ein dezentrales Szenario, das den Transportbedarf minimiert“**

„Wir befürworten den Netzausbau grundsätzlich aus technischen und ökonomischen Gründen: Netze verbinden Wind- und Solarenergie - die günstigste Form neuer Stromerzeugung - mit den Lastzentren regional und überregional und schaffen so einen räumlichen Ausgleich von Fluktuationen, auch europaweit. Genauso wichtig sind die Speicher, die technisch das leisten, was die Netze nicht leisten können: den zeitlichen Ausgleich schwankender Erzeugung und das Schaffen von Versorgungssicherheit in Form von gesicherter Leistung. Stromleitungen bieten per se keinen Beitrag zur gesicherten Leistung, wenn am Ende der Leitungen keine Kraftwerke oder Speicher stehen. Atom- und Kohleausstieg begründen also eine Notwendigkeit zum Speichereinstieg. Diese Kombination aus Netzen und Speichern in der Stromnetzinfrasturktur ist nach unseren Berechnungen ökonomischer und ökologischer als das Abregeln und Nicht-Nutzen von erneuerbarem Strom bei gleichzeitigem Einsatz fossiler Reservekraftwerke.

Aus zahlreichen Diskussionen und Vorträgen vor Ort mit Windkraftgegnern – die ich teilweise unter Polizeischutz gehalten habe - kann ich bestätigen, dass die Abbildung eines dezentralen Szenarios samt Speichern in der Diskussion zur Notwendigkeit des Netzausbaus, den wir nicht anzweifeln, von großer Bedeutung für eine überzeugende Argumentation ist.“

Geschäftsführender Vorstand der 100 Prozent erneuerbar Stiftung, Vorstandsmitglied Bündnis Bürgerenergie e.V.: **„Dezentrale Energiewende reduziert Leitungsausbau –sozialer und ökologischer“**

"In ihren Vorschlägen zum Netzentwicklungsplan und Bundesbedarfsplan gehen Übertragungsnetzbetreiber und Bundesnetzagentur von vollkommen falschen Grundannahmen und Zielsetzungen aus. Ihre Pläne berücksichtigen nicht die Möglichkeiten einer dezentralen Energiewende, bei der regionale Erzeugungs- und Flexibilitätsoptionen intelligent auf die regionale Verbrauchslast abgestimmt werden. So kann der Transport- und damit auch der Netzausbaubedarf, wie sich in Modellierungen nachweisen lässt, reduziert werden. Studien zeigen, dass die dezentrale Energiewende gesamtwirtschaftlich nicht teurer ist als eine Energiewende, bei der Übertragungsnetze die regionale Optimierung von Erzeugung und Verbrauch unnötig machen. Sie hat aber andere Vorteile: Die Wertschöpfung kommt den Menschen und Verbraucher*innen zugute, dadurch ist die BUND-Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045 – Version 2023.

Akzeptanz höher, und sozialpolitische Ziele können mit ökologischen verbunden werden. Außerdem ist die Resilienz (Widerstandsfähigkeit gegen Angriffe von außen) höher. Vor allem aber kommt eine dezentrale Energiewende ohne den Import des klimaschädlichen Erdgases aus, der zudem autoritäre Regime unterstützt."

■ Vorsitzender der deutschen Sektion von EUROSOLAR: **„Dezentrale Energiewirtschaft ist kostengünstiger, sozialer und bietet mehr Versorgungssicherheit.“**

„Zentrale und dezentrale Systeme vertragen aufgrund ihrer physikalischen und ökonomischen Charakteristika kein Nebeneinander. Je schneller der Umstieg von statten geht, desto einfacher und kostengünstiger ist er. Übertragungstrassen sind überregionale, auf Dauer angelegte zentrale Systeme mit zentraler Steuerung und nur für die Betreiber lukrativ. Eine Auslastung und Refinanzierung ist nur möglich, wenn der Ausbau Erneuerbarer Energien außerhalb der Anschlussmöglichkeiten klein gehalten wird. Der Ausbau von Übertragungsnetzen fördert die Energiewende nicht, sondern zwingt die dezentralen Erneuerbaren und die Verbraucher für Jahrzehnte in das Funktionssystem der etablierten Stromversorgung.

Der Systemwechsel hin zu einer dezentralen Energiewirtschaft setzt auf lokale Versorgungskonzepte mit der Verstärkung vorhandener Verteilnetze im Niederspannungsbereich, über die Lastenausgleich, virtuelle Kraftwerke, Speicher und Sektorenkopplung betrieben werden. Die Potenziale, um so die Energieversorgung ausschließlich mit heimischen Solarenergien zu organisieren, sind im Überfluss vorhanden. Neue Übertragungsnetze sind, bis auf wenige Ausnahmen, nicht nur überflüssig, sondern für die Energiewende kontraproduktiv.

Solarstrom ist Sozialstrom; bereits jetzt ist eine Eigenversorgung mit Photovoltaik auf dem Dach und einer Batterie im Keller billiger als der Bezug von Netzstrom. Und die Technikkosten sinken weiter. Je höher die Netzkosten durch den übertriebenen Ausbau für die Verbraucher steigen, desto mehr Menschen und Unternehmen werden darüber nachdenken, sich vom Netz zu trennen, um sich selbst zu versorgen.

Nur Millionen von Anlagen, die auch unabhängig vom Hauptnetz funktionieren, überstehen unbeschadet Naturkatastrophen oder einen Cyber-Anschlag auf das Hochspannungsnetz oder auf Großkraftwerke.“

■ Bundesvorsitzender des BUND e.V., Berlin; **Dr. Werner Neumann**, Sprecher des Bundesarbeitskreis Energie im Wissenschaftlichen Beirat des BUND: **„Ein regionaler flexibler Stromausgleich macht überdimensionierte Stromtrassen überflüssig, kostengünstiger und naturverträglicher“**

„Die Bundesnetzagentur plant die Stromtrassen in Deutschland auf völlig falschen Grundlagen. Statt auf mehr Stromautobahnen zu setzen muss der Netzausbau viel stärker als bisher auf die regionalen und vor allem dezentralen Stromerzeuger und Bedarfe ausgerichtet werden. Wir fordern daher die Bundesregierung auf, den Bundesbedarfsplan 2030 nicht im Kabinett/Dt. Bundestag zu beschließen. Der NEP muss überarbeitet und sich an deutlich reduzierten Energieverbräuchen orientieren.

Erneuerbare Energien sind hochflexibel, lassen sich an die lokalen Gegebenheiten anpassen und brauchen viel weniger Hochspannungsleitungen, die Natur und Landschaft durchschneiden. Auch wird die Energiewende nur dann zu bewältigen sein, wenn sie dezentral, in der Hand von Bürgerinnen und Bürger oder Stadtwerken umgesetzt wird. Die Energie aus Wind und Sonne darf nicht in der Hand von Großkonzernen und Investoren zentralisiert werden. Das erzeugt unnötig hohe Kosten beim Netzausbau für Privathaushalte und Gewerbe.

Die Zeiten, in denen Strom beliebig durch die Republik geschickt werden muss, sind lange vorbei. Strom aus Wind und Sonne ist längst zur verlässlichen Energiequelle geworden. Ein regionaler Ausgleich ist mit flexiblen

BUND-Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045 – Version 2023.

Kraftwerken, Kraft-Wärme-Kopplung sowie Laststeuerung einfach möglich. Auch hierfür braucht es keine überdimensionierten Stromtrassen.“



700056

Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700056
Eingangsdatum: 20.11.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Deutsche Umwelthilfe e.V.
Anrede: Frau
Titel:
Vorname: Nadine
Nachname: Bethge
Straße, Hausnummer / Postfach: Hackescher Markt 4
PLZ, Ort: 10178, Berlin
E-Mail: bethge@duh.de
Telefon: 01605337376

Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

anbei erhalten Sie die Stellungnahme der Deutschen Umwelthilfe e.V. zum NEP Strom 2037/2045 mit der Bitte um Berücksichtigung.

Für Fragen stehe ich jederzeit gern zur Verfügung.

Sonnige Grüße





Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber Konsultation durch die Bundesnetzagentur

Die Übertragungsnetzbetreiber haben der Bundesnetzagentur den überarbeiteten zweiten Entwurf des „Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023“ am 12. Juni 2023 vorgelegt. Nun konsultiert die Bundesnetzagentur diesen zweiten Entwurf, zudem die Deutsche Umwelthilfe e.V. (DUH) wie folgt Stellung nimmt:

Berlin, den 20. November 2023

Einleitung

Der vorgelegte Netzentwicklungsplan Strom (NEP Strom) gibt den Blick in die erneuerbare Zukunft frei: die Treibhausgasneutralität 2045. Vom Ziel her zu denken und zu planen gibt größere Stabilität und der Infrastrukturplanung insgesamt mehr Planungssicherheit. Er umfasst insgesamt 6.200 zusätzliche Trassenkilometer. Die Übertragungsnetzbetreiber sehen dabei insbesondere fünf weitere Gleichstromverbindungen sowie den Neubau zahlreicher Wechselstromverbindungen vor. Bei weiteren 6000 Trassenkilometern beabsichtigen sie eine Verstärkung bereits vorhandener Trassen.

Der überarbeitete Entwurf des NEP führt zudem für den vorgesehenen Ausbau der Windenergie auf See weitere 34 Offshore-Anbindungssysteme auf. Aus Sicht der Bundesnetzagentur wird diese Anzahl notwendig sein, um die im Windenergie-auf-See-Gesetz vorgeschriebenen Ausbauziele zu erreichen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben angekündigt, diese Projekte untereinander und mit anderen Leitungen gebündelt umzusetzen.

Nur gemeinsam betrachtet, wird das „Klimaneutralitätsnetz“ valide sein. Derzeit fehlen die gleichen Prämissen für die Netzplanungen Gas und Wasserstoff, sind mit der EnWG-Novelle auf einem guten Weg. Erst der kommende Netzentwicklungsplan wird das echte Ausmaß eines potentiellen Klimaneutralitätsnetzes abbilden können. Nichtsdestotrotz ist klar festzuhalten, dass die vorgelegte Energieinfrastrukturplanung weiterhin nicht die Paris-Ziele einhalten wird: Von einem 1,5 Grad kompatiblen Stromnetz können wir noch immer nicht sprechen.

Aus dem NEP Strom ergibt sich, dass das modellierte Stromnetz in 2037 stehen muss. Die Szenarien sind im Grundsatz extrem ähnlich, nur der Redispatch ist anders. Drei Szenarien mit unterschiedlichen Ausgangsparametern und dennoch ergibt sich der gleiche Übertragungsbedarf. Mit Blick auf die Unsicherheiten, die es bezüglich der konkreten Ausgestaltung des Energiesystems bis 2045 noch gibt, z.B. in Bezug auf den Ausbau des Wasserstoffnetzes, der Standortfrage der Elektrolyseure, weiterer Effizienzsteigerung sowie Verzögerung oder Verfehlungen von Ausbauzielen wären Sensitivitätsrechnungen sehr sinnvoll. So ist Szenario A ein Wasserstoffnetz, doch was ist die „fallback option“, wenn der Wasserstoff nicht wie angenommen zu konstant 50% importiert werden kann? Sensitivitäten, die aufzeigen, wie sich bei fehlendem oder unzureichenden Wasserstoff-Import der

Ausbau der Erneuerbaren Energien entsprechend verändern muss, sind aus DUH-Perspektive für eine integrierte Netzplanung unerlässlich.

Die Kommunikation rund um das Stromnetz, welches wie gesagt 2037 stehen muss, wirft noch große Fragezeichen auf. Die integrierte Planung von Strom, Gas, Wasserstoff und Wärme, die stärkere notwendige Verzahnung mit unterlagerten Netzebenen (z.B. die Herausforderungen des §14 EnWG) muss in den Blick genommen werden. Strom aus Windenergieanlagen an Land und Photovoltaikanlagen werden überwiegend in die Verteilnetze einspeisen, sodass eine deutlich stärkere gemeinsame Planung notwendig wird.

Die Erarbeitung der Systementwicklungsstrategie der Bundesregierung „hinkt“ der Zeit hinterher. Sie sollte Ende des Jahres den Rahmen für alle Energieinfrastrukturplanungen geben und ist aktuell nur eine der vielen Strategien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Die Systementwicklungsstrategie muss ein Gesamtbild auf die klimaneutrale Energiewelt von morgen abgeben und daran müssen sich alle Prozesse ausrichten. Eine konsistente Kommunikation ist von Nöten, denn 80 Millionen Bürgerinnen und Bürger haben Fragen zur Transition der Energiewelt und die Antworten können und sollten keinesfalls die ÜNB geben (müssen).

Szenarien und Marktsimulation

Bioenergie

Die DUH begrüßt den in den Szenarien abgebildeten starken Rückgang der Stromproduktion aus Biomasse in Form einer abnehmenden installierten Leistung und einer Reduktion der Volllaststunden auf 3.000 h/a. Aus Umwelt- und Klimaschutzsicht sollten nur noch stofflich nicht nutzbare biogene Abfall- und Reststoffe energetisch genutzt werden. Diese äußerst begrenzt verfügbaren Rohstoffe sollten möglichst effizient zur Dekarbonisierung des Gesamtsystems beitragen, indem sie systemdienlich zur Deckung von Lastspitzen und in nur schwer zu defossilisierbaren Bereichen eingesetzt werden.

Bei Biogas und Biomethan sollte auf den flächenintensiven Anbau von Energiepflanzen wie Mais aufgrund der Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion und aus ökologischen Gründen (z.B. Bodenverdichtung, Wasserbedarf, Pestizideinsatz) verzichtet werden. Dies geht mit einer geringeren Gasausbeute einher, die auch nicht durch eine zunehmende Vergärung von Wirtschaftsdünger gedeckt werden kann, zumal Tierbestände infolge einer zunehmend pflanzenbasierten Ernährung zurückgehen werden.

Holzbiomasse sollte aus Klimaschutzgründen möglichst lange und kaskadenartig stofflich genutzt werden und erst am Ende eines langen Lebenszyklus Energie in Form von Wärme bereitstellen. Dabei muss sichergestellt werden, dass genügend Holz zum Erhalt der natürlichen Kohlenstoffsenske im Wald verbleibt. Für eine differenziertere Bewertung sollte im Netzentwicklungsplan Strom eine Aufschlüsselung nach Art der Biomasseanlagen (feste Biomasse, Biogas, Biomethan) angestrebt werden.

Fernwärme

Wärmenetze sind eine zentrale Lösungstechnologie für die Dekarbonisierung des Wärmesektors, die wir als DUH klar befürworten. Wärmenetze müssen ausgebaut und zu wesentlichen Teilen mittels Großwärmepumpen, großer Solarthermie, tiefer Geothermie und (großen saisonalen) Wärmespeichern klimaneutral betrieben werden. Wir begrüßen es daher, dass Wärmenetzen als

Treibern der Sektorenkopplung im aktuellen NEP Strom eine stark gewachsene Bedeutung zugesprochen wird. Es ist gleichfalls zu begrüßen, dass beim FfE die Studie „Entwicklung der Wärmenetze und deren Wärmeerzeuger in Deutschland“ in Auftrag gegeben wurde, mit deren Hilfe die Auswirkungen auf den Strombedarf regionalisiert abgeschätzt werden können.

Die ermittelten Wärmebedarfe für Wärmenetze in den Szenarien erscheinen uns plausibel. Sie decken sich auch mit den Zahlen aus der Studie des Wuppertal-Institutes „Heizen ohne Öl und Gas bis 2035: ein Sofortprogramm für erneuerbare Wärme und effiziente Gebäude“ aus dem Jahr 2022.¹

Auch bei den Wärmequellen sehen wir positive Veränderungen. Fossile KWK-Wärme wird nicht mehr als „Standard-Wärme“ für Wärmenetze angenommen, stattdessen treten erneuerbare Wärme und Abwärme in den Vordergrund. Grüne Wärme aus Großwärmepumpen spielt dabei eine besondere Rolle: Ihr Anteil soll im Endausbau 40-50 Prozent betragen – was wir für richtig halten. Dies trägt der notwendigen Dekarbonisierung der Wärmenetze Rechnung. In diesem Sinne ist es auch richtig, dass der Einsatz von KWK-Anlagen vollständig strommarktorientiert erfolgt und kein Mindesteinsatz für die Abdeckung der Wärmenachfrage festgelegt wird.

Und noch ein redaktioneller Hinweis: Statt „Fernwärme“ wäre es besser, allgemeiner von „Wärmenetzen“ zu sprechen, da dieser Begriff beides, die „Nahwärme“ und „Fernwärme“ umfasst. Auch sollte der Energiebedarf für die Kälteversorgung mitgedacht werden; noch umfassender wäre es deshalb, von „Wärme- und Kältenetzen“ bzw. von „leitungsgebundener Versorgung mit Wärme und Kälte“ zu sprechen.

Photovoltaik und Speicher (Batterie- und Pumpspeicher)

Ca. 400 GW PV und 113 GW Heimbatteriespeicher bedeuten, dass ca. jede vierte Dachanlage einen Heimbatteriespeicher haben wird. Das klingt sehr viel und scheint nur schwer machbar. Investitionen in Batteriespeicher sind im Laufe des Jahres günstiger geworden, aber noch immer hoch. Wenn Verbraucher:innen endlich die PV-Anlage amortisiert haben, sollen mindestens ein Viertel der Akteure direkt die nächste Investition tätigen. Das ist unrealistisch. Die Politik muss hier Regeln schaffen und regulatorische Hemmnisse aufbrechen, damit das Eigenstrommodell nicht nur genutzt wird, sondern marktdienlich agiert werden kann.

Im Vergleich zum Verhältnis 1:4 von Heimbatterie zu PV ist das Verhältnis von Demand Side Management zu Industriestromverbrauch eher mager: Nur 10-12 GW nachfrageseitige Flexibilität für Demand-Side-Management werden angenommen.

Der rasant gestiegene und marktgetriebene Speicheraufbau aufgrund der jüngst rapide gesunkenen Preise weist daraufhin, dass Speicher im NEP partiell neu zu betrachten sind. Dieser Aspekt muss dringend im NEP abgebildet werden, v.a. unter dem Gesichtspunkt, dass es einen Entwurf für eine Speicherstrategie aus dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz noch in diesem Jahr geben soll. Der kommende Szenariorahmen Strom muss Speicher in jedem Fall besser/konkreter darstellen, ggf. als Sensitivität.

Batteriespeicher: Werden Großbatteriespeicher vorrangig in räumlicher Nähe von Freiflächensolaranlagen wie auch Onshore-Windparks verortet, dann ist das zielführend. Die Einbeziehung der Verteilnetzebene für diese Annahme ist maßgeblich.

Interessant ist die Tatsache, dass die Szenariokennzahlen geändert wurden, was unüblich ist. Die Szenariokennzahlen wurden am 8. Juli 2022 von der Bundesnetzagentur genehmigt. Durch diese

¹ <https://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/7954>

Genehmigung / Bestätigung des Szenariorahmens war bislang eine nachträgliche Änderung eher ausgeschlossen, so das Verständnis einer Bestätigung von Kennzahlen. Es gibt im nun vorgelegten 2. Entwurf eine „nachträglich abgestimmte Erhöhung der Pumpspeicherleistung“ von 11,1 GW auf 12,2 GW in allen sechs Szenarien. Woher kommt diese Leistung von sage und schreibe 1 GW? Dies ist erklärungsbedürftig im Rahmen einer transparenten und ehrlichen Öffentlichkeitsbeteiligung.

Windenergie Onshore

Die DUH sieht die starke Begrenzung des Windzubaues an Land ab 2035 und die in Tabelle 1 (Übersicht der Szenariokennzahlen) gemachten getroffenen Annahmen skeptisch. Technische Weiterentwicklung und das Repowering von Altanlagen werden nach 2035 ohne zusätzlichen Flächenbedarf weitere Leistungssteigerungen ermöglichen. Auch lokale Windprojekte, die von Bürger:innen vorangetrieben werden, sollten weiterhin möglich bleiben. Eine künstliche Limitierung von Windpotentialen lehnen wir ab. Der NEP Strom sollte demnach einen höheren Ausbau (wie in C 2045) antizipieren und das Netz darauf auslegen.

Die Zugrundelegung eines Aufteilungsschlüssels für die Verteilung des Netto-Restzubaues (Seite 43) ist grundsätzlich sinnvoll, jedoch weisen die aktuellen Genehmigungszahlen weiterhin ein großes Nord-Süd-Gefälle auf. Aktuell ist dabei keine Änderung absehbar. Verbunden mit der Möglichkeit des Flächenhandels im WindBG, sollte der NEP Strom die Möglichkeit eines größeren Windaufkommens in Norddeutschland berücksichtigen. Der erwartete deutliche Anstieg der installierten Leistung in Mittel- und Süddeutschland (insbesondere in Bayern), ist aktuell nicht absehbar, insofern sollten, wie erwähnt, nordlastige Windenergieverteilungen in den Szenarien berücksichtigt werden.

Es ist fraglich, ob der erwartete Windzubau bis 2037 erreicht werden kann. Nach WindBG müssen die vollständigen Flächenbeitragswerte (im Durchschnitt 2% der Bundesfläche) erst bis Ende 2032 ausgewiesen werden. Ob in dem Zeitraum bis 2037 der Zubau in erforderlicher Geschwindigkeit erfolgen kann (zumal er danach radikal gebremst wird), darf bezweifelt werden. Insofern ist fraglich, ob die Annahmen zum Ausbaustand 2037 realistisch sind. Wir halten ein Vorziehen der Jahreszahlen im WindBG und der damit verbundenen Ausweisung in einem Schritt bis auf 2025 aus Gründen der Planungssicherheit auch für den Netzausbau für zwingend erforderlich. Damit der NEP Strom einen verlässlichen Plan aufzeigt, muss eine enge Verzahnung zum WindBG sichergestellt sein.

Der Begriff „weiche Leistungsobergrenze“ ist irreführend: *„Für jedes Bundesland wird zudem eine weiche Leistungsobergrenze einbezogen, die sich jeweils aus den spezifischen Flächenbedarfen von Windenergieanlagen und zwei Prozent der Landesfläche beziehungsweise den Flächenbeitragswerten je Bundesland gemäß Wind-an-Land-Gesetz ergibt“*. Bedeutet dies, dass die zwei Prozent des WindBG letztlich als „ungefähre“ Obergrenze/Zielgröße festgelegt wird? Dies ist als Annahme für die Berechnung grundsätzlich in Ordnung, es muss jedoch dringend darauf geachtet werden, dass es hier nicht zu einer Umkehrung von dem Minimum aus dem WindBG in ein generelles Maximum kommt.

Wasserstoff

Es gibt eine erstaunliche Differenz zwischen Elektrolyseure-Kapazitäten im Szenariorahmen 2022 und NEP Strom 2023 (mehr als Verdoppelung in A, ca. Viertel mehr in B, ca. Drittel mehr in C). Liegt das daran, dass aufgrund der Energiekrise mit höherem H₂-Einsatz gerechnet wird? Man findet keine Zahlen zu Wasserstoffimporten außer der Angabe, dass die Hälfte inländisch produziert wird.

Der NEP Gas modelliert auf Basis von H₂-Einspeise- und Ausspeiseprognosen, diese basieren wiederum auf in einer Marktabfrage bei den Kunden der Gasnetzbetreiber und somit auf deren gemeldeten H₂-Transportbedarfen. Im NEP Gas wird nicht deutlich, wer diese Kunden sind. Für die Ausspeise-Seite ist

anzunehmen, dass darunter Industrie- und Gewerbebetriebe mit Wasserstoffbedarf sind. Ggf. auch Wohngebiete, wenn Gebäudeeigentümer dem Gasnetzbetreiber einen Wasserstoffbedarf gemeldet haben. Für die Einspeise-Seite ist anzunehmen, dass es sich um Wasserstoffproduzenten und Importeure handelt.

Der NEP Strom modelliert auf Basis von IPCEI-Projekten und den Ergebnissen einer Abfrage bei Stromnetzbetreibern bezüglich geplanten Elektrolyse-Projekten. Im NEP Strom sollen Standorte der Elektrolyseure möglichst wenig netzbelastend oder sogar entlastend für Übertragungsnetze wirken, Elektrolyseure werden daher nur in NUTS 2 Regionen mit EE-Überschuss zugewiesen.

Der NEP Gas modelliert also von der Nachfrageseite sowie H2-Einspeise-Seite, während der NEP Strom von der H2-Produktionsseite modelliert. Die Pfadabhängigkeit einer auf gemeldeten Bedarfen basierenden Gasnetzplanung muss durchbrochen werden, da diese nicht mit dem Ziel der Klimaneutralität vereinbar ist. Es ist unklar, ob zwischen dem NEP Strom und dem NEP Gas ein Abgleich stattgefunden hat. Und es bleibt abzuwarten wie das aktuell zu konsultierende Wasserstoff-Kernnetz² in vorhandene Prozesse der Strom- und Gasnetzplanung integriert wird.

Vergleich der Kapazitäten:

	SR Strom 2022	GW	NEP Strom 2023	GW	NEP Gas 2023	GWh/h el
2037	Sz A 2037	16,0	Sz A 2037	40,0	MoU 2030	9,4
2037	Sz B 2037	18,0	Sz B 2037	26,0	MoU 2032	20,5
2037	Sz C 2037	20,0	Sz C 2037	28,0	MoU 2040	37,7
2045	Sz A 2045	36,0	Sz A 2045	80,0	MoU 2050	46,0
2045	Sz B 2045	40,0	Sz B 2045	50,0		
2045	Sz C 2045	40,0	Sz C 2045	55,0		

Die eigene Tabelle zur Darstellung der Kapazitäten belegt 1) die Erhöhung der Elektrolyseurskapazitäten von Szenariorahmen Strom 2022 bis NEP Strom 2023 sowie 2) die Unvergleichbarkeit von NEP Strom und NEP Gas.

Erdgas-/Wasserstoff-Kraftwerke

Der Kraftwerkspark laut NEP Strom 2023 hat sich im Verhältnis zum ersten Entwurf des NEP Strom 2023 verändert, auch von GW hin zu TWh:

- 2037 A 25 TWh / 2037 B 34 TWh / 2037 C 47 TWh und
- 2045 A 13 TWh / 2045 B 23 TWh / 2045 C 39 TWh.

Wie verhält sich das zu den genannten 8,8 GW plus 15 GW des BMWK³? Warum wächst der Kraftwerkspark in allen Szenarien an, sind dies dann reine H2-Kraftwerke? Der Neubau von fossilen Kraftwerken und damit eine übermäßige Treibhausgasemission ist nichts, was auf Basis von Zahlen und Forderungen fossiler Unternehmen Interessen erfolgen darf. Die Bundesregierung muss eine ausführliche Erläuterung für den Zubaubedarf vorlegen, welche auf transparenten, wissenschaftlichen Kriterien beruht und durch ein unabhängiges Forschungsinstitut erstellt wurde. Es braucht weiterhin eine gesetzliche Grundlage, die sicherstellt, dass geförderte steuerbare Kraftwerke ausschließlich im

² <https://www.bundesnetzagentur.de/wasserstoff-kernnetz>

³ <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/08/20230801-rahmen-fuer-die-kraftwerksstrategie-steht.html>

Peaking-Betrieb fahren, also nur in Stunden zum Einsatz kommen, in denen nicht genug Strom aus Erneuerbaren Energien vorhanden ist.

Der Zubau von Gaskraftwerkskapazitäten muss sich an nötigen Bedarfen im Sinne eines klimaneutralen Zielsystems⁴ orientieren. Die Kraftwerke müssen künftig als Backup für die Versorgungssicherheit geplant und betrieben werden. Die Verfeuerung von erneuerbarem Wasserstoff ist ineffizient und teuer. Sie darf daher auf keinen Fall der dauerhaften Grundlastzeugung dienen und sollte mit Konzepten zur Abwärmenutzung verbunden werden.

Zusätzliche Voraussetzungen, die politisch entschieden werden müssen, sind die Begrenzung des Einsatzes solcher Kraftwerke, die zügige Transformation des Energiesystems mit ausreichendem Ausbau Erneuerbarer Energien, die Ausschöpfung der Energieeffizienz-Potentiale sowie die eingeschränkte Allokation von rarem Wasserstoff auf wenige Sektoren.

Der NEP Strom sollte auf Basis nachfolgender Leitlinien die Annahmen für Kraftwerke modellieren:

- Für den Wasserstoff-Hochlauf bedarf es eines immensen Zubaus an Erneuerbaren Energien-Kapazitäten, die zusätzlich zur Stromwende benötigt werden, sowie massiver Energieeffizienzsteigerungen.
- Grüner Wasserstoff muss in seiner Anwendung priorisiert werden. Vorrang haben die Sektoren, die keine Alternativlösungen für die Erreichung der Klimaziele haben. Der Wasserstoffeinsatz im Kraftwerk darf nur der Spitzenlastabdeckung und der Versorgungssicherheit dienen.
- Die Genehmigung zum Betrieb mit Erdgas sollte für Gaskraftwerke auf Ende 2034 begrenzt werden.
- Die Betriebsstunden und Emissionen neuer Gaskraftwerke müssen so niedrig wie möglich sein.
- Bevor neue Gaskraftwerke zum Einsatz kommen, müssen alle anderen Instrumente zur Deckung der Spitzenlast sowie zur Versorgungssicherheit ausgeschöpft werden, z.B. Nachfrageflexibilität und Interkonnektoren.
- Für den Wasserstoff-Einstieg sind der Markthochlauf von Elektrolyseuren, der Aufbau nachhaltiger Wasserstoff-Partnerschaften sowie eine klimaverträgliche Wasserstoff-Regulierung und Wasserstoff-Netzplanung erforderlich.

Offshore-Netz

Die angenommenen Importmengen in den NEP Strom-Szenarien (Abb. 24) sind grundsätzlich begrüßenswert (für B 2037: 153,5 TWh; A2045: 194,0 TWh, B2045: 191,1 TWh; C2045: 218,8 TWh). Hier wäre es nützlich zu sehen, wie hoch die importierte Strommenge aus internationalen Offshore-Projekten ist, da Strom aus Offshore-Windparks (OWP) sich höchstwahrscheinlich als wichtigster Importstrom aus erneuerbaren Energien herausstellen wird.

Hintergrund: Es ist davon auszugehen, dass Deutschland 70 GW Offshore-Strom im Jahr 2045 nicht vollständig in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) ernten wird, da zeitgleich das

⁴ Dazu „Klimagrenzen für die Kraftwerksstrategie: Leitplanken für den Zubau und Einsatz steuerbarer Leistungen“ <https://www.duh.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung/steuerfinanzierte-fossile-foerderung-ist-absolut-verantwortungslos-deutsche-umwelthilfe-kritisiert/>

Montreal-Abkommen eingehalten und somit 30 % der AWZ unter Meeresschutz gestellt werden müssen. Der transnationale Prozess der North Sea Energy Cooperation (NSEC) bereitet den Prozess für die gemeinschaftliche Nutzung der Meeresflächen durch die Nordsee-Anrainer vor. Der NSEC-Prozess ist politisch durch den Brexit ins Stocken geraten. Großbritannien ist derzeit (noch) nicht Teil der NSEC, aber mittlerweile aktiv in der Ostende-Declaration, was die gemeinschaftliche Nutzung der Nordseeflächen im Sinne des Klima- und Meeresschutzes erleichtern könnte.

Insbesondere beim Klima- und Meeresschutz muss international gedacht und gehandelt werden. Die Meeresflächen müssen gemeinsam geplant und geschützt werden; egal ob deutsche, niederländische, dänische oder britische AWZ. Aufgrund des besonders hohen Flächendrucks auf die Nordsee muss damit gerechnet werden, dass sich diese Stromimporte nach Deutschland erhöhen. Im NEP Strom sollten daher (mindestens) die internationalen Offshorestrom-Importe in Abbildung 23 / Seite 70 separat und zusätzlich aufgeführt werden. Zwar wäre auch die Darstellung von PV- und Wind-Land-Stromimporte vorteilhaft – allerdings werden Offshore-Stromimporte der wahrscheinlich wichtigste Importstrom.

Der 2. Entwurf des NEP zählt weitere 34 komplett neue Offshore-Anbindungssysteme auf. *„Aus Sicht der Bundesnetzagentur wird auch diese Anzahl notwendig sein, um die im Windenergie-auf-See-Gesetz vorgeschriebenen Ausbauziele zu erreichen“*, so die Pressemitteilung vom 22. September 2023. Es bleibt zu hoffen, dass die Übertragungsnetzbetreiber diese Projekte untereinander und mit anderen Leitungen bündeln und dass sowohl AC- wie auch DC-Netzanbindungssysteme so naturverträglich und raumschonend wie irgend möglich angewendet bzw. umgesetzt werden.

Die DUH begrüßt, dass der NEP Strom im derzeitigen Planungsstand den finalen Szenarien A/B/C mit einer maximalen Kapazität von 61,2 GW rechnet und in den 2037er Szenarien mit 36 bis 44 GW und mit bis zu 13.300 km Trassenlänge. Da, wie oben beschrieben, für Deutschland das Verhältnis zwischen Hunger nach Grünstrom in Deutschland und kleiner AWZ sehr hoch ist, ist auch die potentielle Belastung auf den Meeresnaturschutz durch Ressourcenabbau, Schifffahrt, Militär etc. besonders hoch. Gleichzeitig wird und muss, nach Jahren des Abbremsens und des Ausbaueinbruchs, der Offshore-Ausbau (in Deutschland) jetzt beschleunigt geschehen. Durch die EU-Notfallverordnung sind die Umwelt- und Meeresschutzstandards insbesondere im Offshore-Bereich reduziert worden – im Ausgleich muss der Offshore-Ausbau unbedingt ein systematisches ergebnisoffenes Begleitmonitoring erhalten. Ergebnisoffen bedeutet, dass damit gerechnet werden muss auch Flächen, die im aktuellen Flächenentwicklungsplan (FEP) für den Ausbau von Offshore-Windparks derzeit noch vorgesehen sind, aufgrund von Meeres- und Naturschutzgründen im Verlauf der Bewertung des Begleitmonitoring anders genutzt werden müssen.

Die Ergebnisse des notwendigen, umfassenden und ergebnisoffenen Begleitmonitorings müssen in den NEP-Prozess (wie auch den FEP-Prozess) integriert werden. Konkret sollte dies eine Re-Evaluierung der Situation bedeuten und, dass die Nutzung von anderen, internationale Meeresflächen im nächsten NEP Strom (und FEP) eingebunden werden. Dies könnte eine Auswirkung auf die Systematik, Länge und Leistung der Offshore-Netzanbindung in die deutsche AWZ (Tabellen 16-18; Abbildungen 52-54) mit sich führen.

Hamburg hat im Endausbau (A/B/C 2045) keinen direkten Anteil an der Offshore-Stromerzeugung (S.56 ff., Abbildung 17, 18, 19). Dies mag damit begründet sein, dass große HGÜ-Übertragungsleitungen nicht direkt nach Hamburg gehen. Allerdings fällt auf, dass Hamburgs Anrainerländer (NI, SH, MV), der weniger Industrie-intensive Stadtstaat Bremen und Hessen, ohne Küstenzugang, Offshore-Kapazitäten haben. Dabei ist Hamburg auf vielerlei Ebenen schwer

industrialisiert; der Hamburger Hafen, Metallhütten und -verarbeitung haben einen Strombedarf, der besonders gut durch beständigen Offshore-Strom gedeckt werden kann. Damit die Energieversorgung der Industrie Hamburgs auf Erneuerbare Energien umgestellt werden kann, muss auf direktelektrische Technologien, wie Elektrodenkessel, und -öfen umgestellt werden; bei vielen anderen industriellen Prozessen muss auf grünen Wasserstoff zurückgegriffen werden. Für den Stadtstaat Hamburg sollte im Rahmen des NEP Strom geprüft werden, wie die Stadt mit Offshore-Strom und ggf. grünem Wasserstoff versorgt werden kann. Wahrscheinlich haben einzelne Großbetriebe PPA-Verträge (Direktlieferverträge) mit Offshore-Entwicklern abgeschlossen – dennoch sollte dieser Offshore-Strombezug Hamburgs im NEP Strom aufgeführt werden.

Wir finden es nachvollziehbar, dass der aktuelle NEP Strom eine nationale Offshore-Vernetzung vorsieht. Für die Netzplanung ist die Minimierung von Netzengpässen und das Bypass-Management essentiell. Es ist bedeutend schwieriger, landseitig die nationale Vernetzung zu bewerkstelligen, da mehr Stakeholder (z.B. Kommunen) beteiligt sind und ggf. die Strecken länger und damit die Netzverluste, Materialverbrauch und Kosten deutlich höher würden. Wenn die seeseitigen Übertragungskapazitäten wirklich als Bypass dienen und im landseitigen Übertragungsnetz Redispatch-Eingriffe minimieren können, dann ist das eine gute Überlegung⁵.

Bis zum Jahr 2040 gehen ca. 4 GW Offshore-Leistung aus dem System, die Anlagen werden dann veraltet sein, vor allem die technischen Standards. Anbindungssysteme sind dann zu gering dimensioniert, wenn neue Windparks entstehen sollten (Repowering). Nichtsdestotrotz sollte man aber frühzeitig die bereits heute beanspruchte Fläche für Neuplanungen und Neubau sichern, um somit keine neuen Naturräume zu beanspruchen.

Was ist aus dem North Sea Wind Power Hub geworden? Gibt es weitere Hubs?

Onshore-Netz

Die Szenarien A / B / C 2045 benötigen die gleichen Leitungen wie das Szenario B 2037, sowohl beim DC-Neubau als auch beim AC-Neubau. Liegt das an der Tatsache, dass 2037 für ein klimaneutrales Stromnetz der Netzausbau bereits abgeschlossen sein muss? Es wirkt irritierend, dass immer dasselbe System herauskommt, obwohl die Szenarioannahmen unterschiedlich sind. Dass der zügige Netzaus- und -umbau nötig ist, steht außer Frage. Die Erläuterung für das Zustandekommen eines nahezu identischen Netzes wäre sinnvoll.

Mit einer Veröffentlichung dieser Stellungnahme erklären wir uns einverstanden.

⁵ Wäre es aber nicht auch überlegenswert, ob eine Zusammenführung mehrerer Windparkanbindungen an Land auf einer „DC-Sammelschiene“ und dann der Bau einer kleineren Anzahl von Verbindungen nach Süden sich nicht ebenfalls positiv auswirkt (in Bezug auf Investitionskosten, Betriebskosten, Auslastungsgrad der Verbindungen, Eingriff in Mensch und Umwelt, Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit).



700057

Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700057
Eingangsdatum: 20.11.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Landesverband Erneuerbare Energien Schleswig-Holstein e.V.
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:



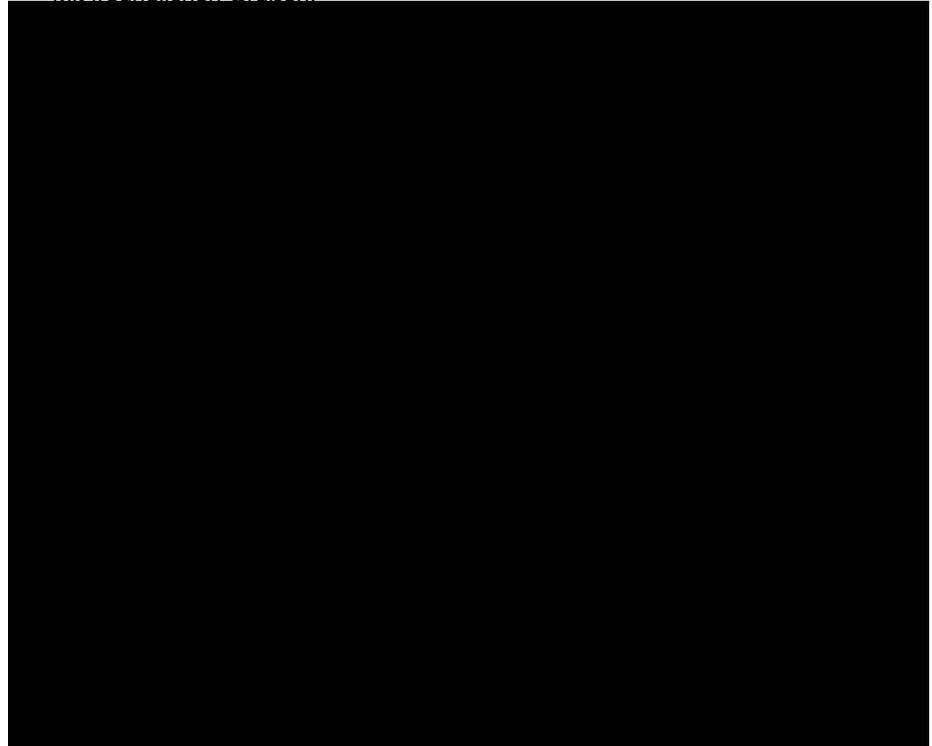
Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 2

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,
anbei die Stellungnahme des LEE SH zum NEP 2023.

Mit freundlichen Grüßen,



Der Landesverband Erneuerbare Energien Schleswig-Holstein e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R003890 eingetragen. Den Eintrag des LEE SH finden Sie hier<https://www.lobbyregister.bundestag.de/suche/R003890/18068?backUrl=%2Fsuche%3Fq%3Dlee%2Bsh%26pageSize%3D10%26filter%255BactiveLobbyIst%255D%255Btrue%255D%3Dtrue%26sort%3DRELEVANCE_DESC>.

Wir weisen ausdrücklich darauf hin, dass unsere Beratung keine juristische Rechtsdienstleistung durch einen Volljuristen ersetzen kann und lediglich der ersten Einschätzung eines Sachverhaltes dient. Wir weisen ausdrücklich darauf hin, dass es sich bei den von uns geäußerten Ausführungen nicht um eine Vertretung des Mitglieds im juristischen Sinne handelt, sondern wir lediglich unsere Rechtsauffassung kundtun.

Kiel, 20.11.2023

Stellungnahme von LEE SH und BWE SH zum Netzentwicklungsplan 2037/45

Sehr geehrte Damen und Herren,

der Landesverband Erneuerbare Energien Schleswig-Holstein e.V. (LEE SH) begrüßt die Möglichkeit zur Stellungnahme im Rahmen der Konsultation der Bundesnetzagentur zum zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom 2037, mit Ausblick 2045, Version 2023.

Der LEE SH möchte die Chance nutzen, die regionale Perspektive auf den Netzausbau zu verdeutlichen und damit dazu beitragen, den Ausbau der Stromnetze auf eine Zukunft auszurichten, die in allen Sektoren von dezentraler und regenerativer Energie geprägt ist.

Der NEP weist hierbei deutlich andere Rahmen und Ansätze auf als bei den Langfristszenarien wie auch in regionale Ausbaupfaden unterstellt werden. Damit weicht der politische Pfad zur Umsetzung von dem technisch umgesetzten Pfad ab. Der LEE SH empfiehlt daher an dieser Stelle dringend einen Abgleich zwischen den Langfristszenarien des BMWK, regionalen Ausbauzielen auf Länderebene und den ÜNB mit dem Ziel, die Annahmen aus den Langfristszenarien des BMWK bei der Umsetzung der Energiewende (u.a. Interkonnectorenleistung, Speicherausbau in Deutschland, pauschale Abregelung von EE, usw.) an die regionale Realität anzupassen.

Länderstrategien mitdenken

Mehrere Bundesländer haben ihre Klimaschutzziele gegenüber dem Bund verschärft. Neben Schleswig-Holstein wollen auch Baden-Württemberg, Bayern und Nordrhein-Westfalen bis 2040 klimaneutral werden und haben korrelierende Ausbaupfade für Erneuerbare Energien vorgelegt. Diese Vorgaben finden sich nach unserem Verständnis nur bedingt im Ausbauplan wieder. Der LEE SH fordert aus diesem Grunde, die Länderplanungen als Leitplanken für die regionalen Ausbaupfade zu nutzen, wenn diese zeitlich oder inhaltlich ambitionierter sind als die des Bundes.

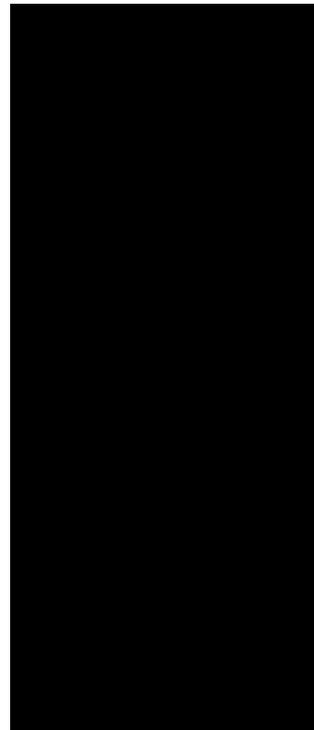
Sektorenkopplung mitdenken und fördern

Die Ausbauziele auf Bundesebene sehen bis 2030 eine installierte Leistung von 360 GW vor. Das Volumen an verfügbarer Energie, insbesondere in den Sommermonaten, wird das Stromnetz voraussichtlich nicht ohne weiteres aufnehmen können.

Nur der in Szenario A angenommene Kapazitätspfad bei der heimischen Wasserstoffproduktion erscheint realistisch, wenn auch wenig ambitioniert. Die angenommenen Werte in den Szenarien B und C konterkarieren den Flexibilitätshochlauf des neuen Systems. Das Potential der regionalen wettbewerbsfähigen Wasserstoffherzeugung ist hoch. Hier gilt es sowohl aus Resilienz-Gründen wie auch mit Blick auf die dadurch verfügbaren Flexibilitäten Weichen zu setzen und die Netzplanung entsprechend anzupassen.

**Landesverband
Erneuerbare Energien
Schleswig-Holstein e.V.**

Walkerdamm 1
24103 Kiel



Es ist zu begrüßen, dass der NEP die systemdienliche Verortung und Fahrweise von Elektrolyseuren bis zu einem gewissen Grad berücksichtigt. An dieser Stelle bedarf es jedoch dringend einer rechtssicheren Definition hinsichtlich der relevanten Parameter.

Die wachsende Speicherkapazität der zukünftigen deutschen Fahrzeugflotte ist nach unserem Verständnis im NEP unterrepräsentiert. Die Agora Energiewende geht von einem Flexibilitätspotential von 28 GW im Jahr 2035 bei 28 Mio. E-Fahrzeugen aus. Dieses Potential des bidirektionalen Ladens sollte in der Ausbauplanung berücksichtigt werden.

Windenergie in Schleswig-Holstein

Alle Szenarien sehen für 2037 eine installierte Leistung onshore zwischen 12 und 13 GW vor. Das Ziel des Koalitionsvertrages geht jedoch bereits von 15 GW installierter Leistung schon im Jahr 2030 aus. Entsprechende Regionalpläne zur Flächenausweisung werden aktuell vom Land ausgearbeitet. Die Szenarien für die eingespeiste Energie für 2037 bewegen sich im Bereich 33-35 TWh. Laut Koalitionsvertrag will die Landesregierung aber bis 2030 schon eine Einspeisung von 30-35 TWh erreichen. Der LEE SH spricht sich aus diesem Grund für eine deutliche Anhebung der Ausbauprognosen im NEP für Schleswig-Holstein aus.

Solarenergie

Die Ausbaukorridore für PV werden als realistisch angesehen, sind jedoch aktuell zu einem gewissen Maße von mangelnden Netzanschlussmöglichkeiten (wie unten weiter ausgeführt) bedroht. Um die vollumfängliche Integration der EE-Potentiale in SH zu gewährleisten, bedarf es zeitnaher Lösungen.

Bioenergie in Schleswig-Holstein

Die Bioenergie kann und sollte deutlich flexibler auf Basis höherer installierter Leistung (Überbauung) eingesetzt werden um genau in den Zeitfenstern, in denen die anderen, vor allem dargebotsabhängigen, erneuerbaren Energien wenig einspeisen, den entsprechenden erneuerbaren Ausgleich zu schaffen. Dafür muss nicht mehr Biomasse verstromt werden, sondern diese nur flexibler. Die Szenariopläne sehen jedoch eine Abnahme von 60% der installierten Leistung in Schleswig-Holstein bis 2037 von heute 511 MW auf 0,2 GW vor. Irritierend ist diese Annahme eines umfassenden Rückbaus an Biomassekraftwerken vor dem Hintergrund, dass gleichzeitig der Bedarf an Erdgas- bzw. Wasserstoffkraftwerken nach Einschätzung der ÜNB stark zunehmen wird, was zu einer Leistungssteigerung in diesem Erzeugungssegment in allen Szenarien führt. Doch auch mit Biomassekraftwerken würde eine Technologie zur Verfügung stehen, die flexibel am Strommarkt eingesetzt werden kann. Im Gegensatz zu den geplanten Erdgaskraftwerken, sind Biomassekraftwerke bereits heute erneuerbar sowie nachhaltig und bedürfen keiner langwierigen Genehmigung und Umrüstung, die beim Ausbau von neuen Erdgas- bzw. Wasserstoffkraftwerken notwendig wäre. Zudem entfällt auch, gerade im Hinblick auf die Wasserstoffkraftwerke die entsprechende Entwicklung der benötigten Infrastruktur.

Netzanschlüsse und öffentliches überragendes Interesse beim Netzausbau

Viele Projektierer von Projekten von Erneuerbaren Energien erhalten aktuell Absagen für ihre Netzanschlussbegehren. Dies ist ein Resultat von nicht vorausschauender Netzplanung sowie einer zu geringen Flexibilität bei der Suche nach möglichen Lösungen. Die Anschlussbegehren betreffen sowohl das Hochspannungs- als auch das Mittelspannungsnetz. Mit Hinblick auf die steigende Anzahl an Projekten zur EE-Erzeugung wirbt der LEE SH für pragmatische Lösungen beim Netzanschluss sowie die Ausweitung des öffentlichen überragenden Interesses auf die Verteilnetzebene, sofern die Projekte der Integration von erneuerbaren Energien dienen.


Geschäftsführer

Über den LEE SH

Der Landesverband Erneuerbare Energien Schleswig-Holstein steht für die Vielfalt und gemeinsame Stärke der erneuerbaren-Energien-Branche. Als zentraler Ansprechpartner richtet sich der Verband an Politik und Gesellschaft, um Schwerpunktthemen dieser Branche zu transportieren, zu diskutieren und um die wirtschaftliche Bedeutung der erneuerbaren Energiewirtschaft im Norden zu unterstreichen. Zu den LEE SH-Mitgliedern gehören neben diversen Spartenverbänden auch rund 170 Unternehmen, Verbände, Vereine und Einzelpersonen.



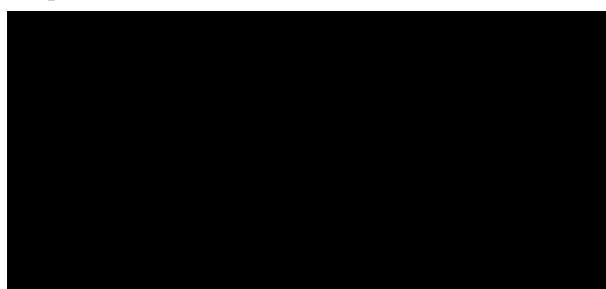
700059

Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700059
Eingangsdatum: 17.11.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation: -
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:



Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 2

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

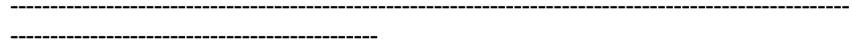
gerne nehmen wir die Möglichkeit wahr, im Rahmen der öffentlichen Beteiligung der Bundesnetzagentur, Kommentare zum Netzentwicklungsplan Strom 2023-2037/2045 abzugeben.

Die Kommentare finden Sie in beigefügtem Dokument, sowie unten im Email-Text. Sollte es technische Probleme mit der Verwendbarkeit des Dokumentes geben, bitten wir um Rückmeldung, damit wir dieses im gewünschten Format zur Verfügung stellen können.

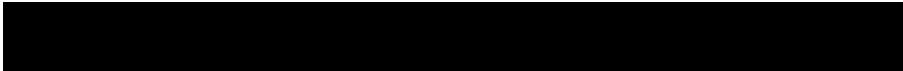
Über eine Empfangsbestätigung würden wir uns freuen.



für die Fachgruppe kommunaler Klimaschutz der Scientists for Future



Kommentare zum Netzentwicklungsplan 2023 (2037)



Scientists for Future Deutschland

<https://de.scientists4future.org/>

Inhalt

Synchronität der Netzentwicklung

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB)“ und Einspeisemanagement (EinsMan)

Kühlung von Gebäuden – Strombedarf im Sommer

Verortung von Elektrolyse-Anlagen

Speicherkapazitäten

Anbindung an Südeuropa und Nordeuropa

Monitoring der Netzentwicklung

Kosten der Netzentwicklung

Synchronität der Netzentwicklung auf allen Spannungsebenen

Stromeinspeisung, Stromtransport und Stromnutzung über alle Netzebenen stellen eine funktionelle Gesamtheit dar, deren Effizienz davon abhängt, dass die jeweiligen Kapazitäten optimal aufeinander eingestellt sind, bzw. sich bei Veränderungen aufeinander einstellen. Insofern ist es wichtig, dass z.B. die Stromtransportkapazitäten einerseits mit der Zunahme der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien (Sonne und Wind) zeitgleich wachsen und damit die Geschwindigkeit der Energiewende nicht bremsen. Dies betrifft gleichermaßen die Übertragungsnetze und Verteilnetze zum Transport von Wind-Strom über lange Strecken bis hin zu den Nutzern, wie die Verteilnetze zur Aufnahme und Verteilung von Solar-Strom. Zur Zeit können die Netzbetreiber den Anträgen auf Anschluss von EE-Anlagen nicht schnell genug nachkommen. Das betrifft nicht nur den Anschluss von Dachanlagen im Niederspannungsnetz sondern z. T. auch den ortsnahen Anschluss größerer PV- und Windstromanlagen im Mittelspannungsnetz. Derzeit wird auch der Abtransport des erneuerbaren Stroms aus dem Mittelspannungsnetz über das Fernnetz zum Engpass. Laut Avacon müssen z. B. derzeit 97 % Überschüsse im

Mittelspannungsnetz Niedersachsens abgeregelt werden, teils wg. Engpässen im Mittelspannungsnetz, teils wg. fehlender Aufnahmekapazität des Fernnetzes. D. h. es fehlt auf allen Netzebenen an finanzieller und personeller Ausstattung evtl. auch am Willen zu Investitionen. Dieser Bremswirkung sollte, u.a. durch Anpassung rechtlicher Rahmenbedingungen, dringend abgeholfen werden. Die Geschwindigkeit des Stromnetz-Ausbaus darf nicht den Fluss von Strom aus erneuerbaren Energien bremsen und zur Verlegenheitslösung von Wasserstoff-Erzeugung führen. Die direkte Stromnutzung ist in den allermeisten Fällen die energetisch effizientere Nutzung. Die lokale, dezentrale Wasserstoff-Erzeugung und -Nutzung sollte als Speicher-Energie für die kalte Dunkelflaute begrenzt werden und darf nicht den Ausbau der Mittel- und Niederspannungsnetze ersetzen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) und Einspeisemanagement (EinsMan)

Wetterstationen und Sensoren an Hoch- und Höchstspannungstrassen sollten konsequent eingesetzt werden. Die Angaben von Tennet lauten in der bisherigen Ausbaustufe bis zu 32% mehr transportierte elektrische Energie. Ziel sollte sein, durch verbesserte Diagnostik durch Sensoren mehr Strom durch die Leitungen zu führen, da bei erhöhter Wind-Kühlung bzw. niedrigerer Temperatur bis zu 80% mehr als bei der Normierung durch die Leitung fließt. Untersuchungen haben gezeigt, dass der Mindestabstand von acht Metern zum Boden lange nicht erreicht wird¹. Ohne witterungsabhängige Stromführung gilt bei der Flussmessung als Standard eine Temperatur von 35°C; also weit mehr als die Durchschnittstemperatur von 9,5°C in Deutschland. In vielen Fällen ist die Temperatur also niedriger als geschätzt und ein höherer Stromfluss wäre möglich.

Eine Höherauslastung von durchschnittlich mehr als 20 Prozent gilt als ein potentiell Minimum; Der ÜNB 50 Hertz nennt einen Wert von 28% ohne weiteren Ausbau². Andere Publikationen halten sogar eine Durchflusssteigerung bis zu 80% für möglich. Das große Intervall bei der Abschätzung beruht wohl auf mangelnde Messvorrichtungen. Insgesamt sollte der Netzentwicklungsplan die

Möglichkeiten nach § 49b EnWG voll ausnutzen und die Industrienorm entsprechend korrigieren. Insgesamt sollten die ÜNB's dazu verpflichtet werden, ihre Messdaten der Netzagentur zur Verfügung zu stellen. Eine vorläufige Abschätzung ergibt sich in der folgenden Tabelle 3 (3):

[cid:part1.INLlb41.8rPmzBRI@scientists4future.org]

Kühlung von Gebäuden - Strombedarf im Sommer

Bei den bisherigen Konsultationen zum Netzentwicklungsplan wurde bereits das Thema Kühlung angesprochen. Im Jahr 2017 hatte die Kältetechnik einen Anteil von 14 Prozent am gesamten Stromverbrauch Deutschlands⁴. In der Zukunft wird wegen steigender Temperaturen die Kühlung von Gebäuden und Fahrzeugen im Sommer zunehmend eine vergleichbare Rolle spielen, wie die Erwärmung im Winter. D.h. in heißzeiten wird der Stromverbrauch, z.B. für den Betrieb von Fernkältenetzen und Klimaanlage, ansteigen. Dies sollte daher bei der Planung von Lastprofilen berücksichtigt werden. Es kann damit erwartet werden, dass dadurch generell der Stromverbrauch im Sommer über die Jahre zunimmt und damit der Stromüberschuss aus Solaranlagen reduziert wird.

Verortung von Elektrolyse-Anlagen

Elektrolyse-Anlage wandeln Strom in Wasserstoff. Es ist daher naheliegend, Elektrolyse-Anlagen an Orten zu errichten, an denen bereits entsprechend starke Stromleitungen für die Stromzufuhr, sowie adäquate Gasnetze für den Wasserstoff-Abtransport vorliegen. Insofern eignen sich besonders bestehende Standorte von Gaskraftwerken. Insgesamt sollten die Standorte zum geplanten Wasserstoff-Netz und auch zu den Standorten der Wasserstoffspeicher passen. Durch die Nähe zu den Speichern kann vermieden werden, dass größere Kapazitäten des Fernnetzes für Befüllung von Speichern verwendet werden und dementsprechend nicht für die Versorgung von Verbrauchern. Über die strombasierte Wasserstoffherstellung besteht eine enge Verbindung zwischen Strom- und Gasnetz und ein Abgleich des NEP Strom mit dem NEP Gas ist erforderlich (siehe Speicherung).

Eine Nähe zu Orten hoher lokaler Überschüsse erscheint als Kriterium nicht ausreichend. Das Problem der Abschaltung von Energieerzeugungsanlagen, da der Strom nicht vom Netz aufgenommen werden kann (Resdispatching) sollte primär nicht durch Elektrolyseure, sondern durch Netzausbau gelöst werden. Nur wirkliche, d.h. nicht verwertbare, temporäre Überkapazitäten werden sinnvollerweise in Wasserstoff verwandelt, da eine Stromnutzung in vielen Fällen, insbesondere für die Erzeugung von Gebäudewärme, aber auch z.B. bei industrieller Wärmenutzung effizienter ist. Darüber hinaus wird die Effizienz der Elektrolyse-Anlage deutlich gesteigert, wenn die Abwärme ausgekoppelt und in Wärmenetze eingespeist, oder für sonstige Zwecke verwendet werden kann. Eine Nähe zu bestehenden oder geplanten Wärmenetzen ist daher sehr nützlich.

Speicherkapazitäten

Die Speicherung von Energie ist ein wesentlicher Bestandteil der Energieübertragungsnetze zur kurzfristigen Aufnahme von nicht direkt nutzbarem Strom sowie zur saisonalen Speicherung in Form von Wasserstoff oder anderen grünen Gasen zur Überbrückung von Dunkelflauten. Der Netzentwicklungsplan sieht zu diesem Zweck erhebliche Batteriespeicherkapazitäten im 50 - 100 GW-Bereich vor. Elektrolyseure sind in einer Größenordnung von 25 bis 80 GW berücksichtigt. Die erzeugten Wasserstoffmengen müssen den Verbrauchern zugeführt oder gespeichert werden. Es ergibt sich daraus die Notwendigkeit des zeitgleichen Ausbaus des Wasserstoff-fähigen Gasnetzes und von Wasserstoffspeichern. Die Netzentwicklungspläne Strom und Gas müssen daher bundesweit sowohl bezüglich ihrer letztendlichen Transportkapazitäten als auch bezüglich ihres zeitlichen Ausbaus aufeinander abgestimmt sein und dabei weitgehend den Kriterien der Energieeffizienz und Dringlichkeit folgen und nicht mit Fördermitteln dem Erhalt überkommener Strukturen und Technologien dienen.

Anbindung an Südeuropa und Nordeuropa

Die Anbindung von Süd- und Nordeuropa durch leistungsstarke HGÜ-Links ist

ganz wesentlich zur Bestimmung des zusätzlichen Bedarfs an Residual-Gaskraftwerken in Deutschland. Bei geringer Anbindung müssten erheblich mehr an Kraftwerksleistung zugebaut werden und erheblich größere Vorräte Wasserstoff gespeichert werden. Da Wetter bedingte Schwankungen bei Solar- und Windstrom durch ein gut ausgebautes europäisches Verbundnetz in hohem Maße ausgeglichen werden könnten⁵. Diesbezüglich sind die Angaben im vorliegenden NEP ziemlich unklar. Aus Abbildung 22 des NEP (Handelsaustausmengen der Szenarien) ist erkennbar, dass eine relevante Berücksichtigung der in Norwegen verfügbaren Speicher- und Pumpspeicherkraftwerkskapazitäten für die Stabilisierung des deutschen Stromnetzes nicht vorgenommen wurde. Auch die evtl. nutzbaren Kapazitäten der Österreichischen und Schweizerischen Wasserkraftwerke scheinen im NEP nicht berücksichtigt worden zu sein. Insbesondere sieht man dies am Beispiel Norwegen, dessen Wasserkraftwerke mit ca. 33 GW Leistung bislang nur über eine 1,5 GW HGÜ-Leitung zur Stabilisierung des deutschen Stromnetzes genutzt werden.

Monitoring der Netzentwicklung

Bei einer Aktualisierung des NEP sollten zusätzlich Angaben aufgenommen werden bzgl. Zielerreichung vergangener Planungen und bei Nichteinhaltung Vorschläge/Planungen von Korrekturmaßnahmen.

Kosten der Netzentwicklung

Der Investitionsaufwand für den Netzausbau wird u.a. auf den Seiten 132 ff dargestellt, insbes. in Abb. 70 auf S. 153, d.h. 156 Mrd. € bis 2037/2045 (?), allein für die Übertragungsnetze. Sinnvoll erscheint eine Korrelation der Investitionen mit dem Zeitplan und daraus resultierend eine Darstellung des Zeitverlaufs der geplanten Investitionskosten um bei den jährlichen Haushaltsplanungen die nötigen Mittel bereitzustellen.

1<https://energiewinde.orsted.de/trends-technik/stromnetz-freileitung-monitoring-auslastung-kapazitaet>

2<https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzausbau/WitterungsabhaengigerFreileitungsbetriebWAFB>

3https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9209_Ergebnispapier_dena-Stakeholder-Prozess-Hoehere_Auslastung_Stromnetze.pdf

4<https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/fluorierte-treibhausgas-fckw/natuerliche-kaeltemittel-in-stationaeren-anlagen/allgemeine-informationen/energieeffizienz#energieeffizienz-von-kalte-klima-und-warmepumpenanlagen>

5

https://www.strommarkttreffen.org/2017-11_Beerli_Balancing_Europes_wind-power_output.pdf

[<https://s-install.avcdn.net/ipm/preview/icons/icon-envelope-tick-round-orange-animated-no-repeat-v1.gif>]https://www.avast.com/sig-email?utm_medium=email&utm_source=link&utm_campaign=sig-email&utm_content=emailclient
Virenfrei.www.avast.comhttps://www.avast.com/sig-email?utm_medium=email&utm_source=link&utm_campaign=sig-email&utm_content=emailclient

Inhalt

Synchronität der Netzentwicklung

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB)“ und Einspeisemanagement (EinsMan)

Kühlung von Gebäuden – Strombedarf im Sommer

Verortung von Elektrolyse-Anlagen

Speicherkapazitäten

Anbindung an Südeuropa und Nordeuropa

Monitoring der Netzentwicklung

Kosten der Netzentwicklung

Synchronität der Netzentwicklung auf allen Spannungsebenen

Stromeinspeisung, Stromtransport und Stromnutzung über alle Netzebenen stellen eine funktionelle Gesamtheit dar, deren Effizienz davon abhängt, dass die jeweiligen Kapazitäten optimal aufeinander eingestellt sind, bzw. sich bei Veränderungen aufeinander einstellen. Insofern ist es wichtig, dass z.B. die Stromtransportkapazitäten einerseits mit der Zunahme der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien (Sonne und Wind) zeitgleich wachsen und damit die Geschwindigkeit der Energiewende nicht bremsen. Dies betrifft gleichermaßen die Übertragungsnetze und Verteilnetze zum Transport von Wind-Strom über lange Strecken bis hin zu den Nutzern, wie die Verteilnetze zur Aufnahme und Verteilung von Solar-Strom. Zur Zeit können die Netzbetreiber den Anträgen auf Anschluss von EE-Anlagen nicht schnell genug nachkommen. Das betrifft nicht nur den Anschluss von Dachanlagen im Niederspannungsnetz sondern z. T. auch den ortsnahen Anschluss größerer PV- und Windstromanlagen im Mittelspannungsnetz. Derzeit wird auch der Abtransport des erneuerbaren Stroms aus dem Mittelspannungsnetz über das Fernnetz zum Engpass. Laut Avacon müssen z. B. derzeit 97 % Überschüsse im Mittelspannungsnetz Niedersachsens abgeregelt werden, teils wg. Engpässen im Mittelspannungsnetz, teils wg. fehlender Aufnahmekapazität des Fernnetzes. D. h. es fehlt auf allen Netzebenen an finanzieller und personeller Ausstattung evtl. auch am Willen zu Investitionen. Dieser Bremswirkung sollte, u.a. durch Anpassung rechtlicher Rahmenbedingungen, dringend abgeholfen werden. Die Geschwindigkeit des Stromnetz-Ausbaus darf nicht den Fluss von Strom aus erneuerbaren Energien bremsen und zur Verlegenheitslösung von Wasserstoff-Erzeugung führen. Die direkte Stromnutzung ist in den allermeisten Fällen die energetisch effizientere Nutzung. Die lokale, dezentrale Wasserstoff-Erzeugung und -Nutzung sollte als Speicher-Energie für die kalte Dunkelflaute begrenzt werden und darf nicht den Ausbau der Mittel- und Niederspannungsnetze ersetzen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) und Einspeisemanagement (EinsMan)

Wetterstationen und Sensoren an Hoch- und Höchstspannungstrassen sollten konsequent eingesetzt werden. Die Angaben von Tennet lauten in der bisherigen Ausbaustufe bis zu 32% mehr transportierte elektrische Energie. Ziel sollte sein, durch verbesserte Diagnostik durch Sensoren mehr Strom durch die Leitungen zu führen, da bei erhöhter Wind-Kühlung bzw. niedrigerer Temperatur bis zu 80% mehr als bei der Normierung durch die Leitung fließt. Untersuchungen haben gezeigt, dass der Mindestabstand von acht Metern zum Boden lange nicht erreicht wird¹. Ohne witterungsabhängige Stromführung gilt bei der Flussmessung als Standard eine Temperatur von 35°C; also weit mehr als die Durchschnittstemperatur von 9,5°C in Deutschland. In vielen Fällen ist die Temperatur also niedriger als geschätzt und ein höherer Stromfluss wäre möglich.

Eine Höherauslastung von durchschnittlich mehr als 20 Prozent gilt als ein potentes Minimum; Der ÜNB 50 Hertz nennt einen Wert von 28% ohne weiteren Ausbau². Andere Publikationen halten sogar eine Durchflusssteigerung bis zu 80% für möglich. Das große Intervall bei der Abschätzung beruht wohl auf mangelnde Messvorrichtungen. Insgesamt sollte der Netzentwicklungsplan die Möglichkeiten nach § 49b EnWG voll ausnutzen und die Industrienorm entsprechend korrigieren. Insgesamt sollten die ÜNB's dazu verpflichtet werden, ihre Messdaten der Netzagentur zur Verfügung zu stellen. Eine vorläufige Abschätzung ergibt sich in der folgenden Tabelle³ (3):

Region	Erhöhung der Strombelastbarkeit	
	Situation hoher Windeinspeisung in Deutschland	Situation mittlerer Windeinspeisung in Deutschland
Norddeutsches Küstengebiet	150 %	140 %
Südlich des norddeutschen Küstengebiets bis zum Rand des nördlichen Mittelgebirges	130 %	120 %
Südlich des Randes der nördlichen Mittelgebirge	115 %	105 %

Tabelle 1 Übersicht über mögliche Erhöhung von Strombelastbarkeiten von Leiterseilen gem. der ÜNB PIGrS

Kühlung von Gebäuden - Strombedarf im Sommer

Bei den bisherigen Konsultationen zum Netzentwicklungsplan wurde bereits das Thema Kühlung angesprochen. Im Jahr 2017 hatte die Kältetechnik einen Anteil von 14 Prozent am gesamten Stromverbrauch Deutschlands⁴. In der Zukunft wird wegen steigender Temperaturen die Kühlung von Gebäuden und Fahrzeugen im Sommer zunehmend eine vergleichbare Rolle spielen, wie die Erwärmung im Winter. D.h. in heißen Zeiten wird der Stromverbrauch, z.B. für den Betrieb von

¹ <https://energiwinde.orsted.de/trends-technik/stromnetz-freileitung-monitoring-auslastung-kapazitaet>

² <https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzausbau/WitterungsabhaengigerFreileitungsbetriebWAFB>

³ https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9209_Ergebnispapier_dena-Stakeholder-Prozess-Hoehere_Auslastung_Stromnetze.pdf

⁴ <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/fluorierte-treibhausgase-fckw/natuerliche-kaeltemittel-in-stationaeren-anlagen/allgemeine-informationen/energieeffizienz#energieeffizienz-von-kalte-klima-und-waerpumpenanlagen>

Fernkältenetzen und Klimaanlage, ansteigen. Dies sollte daher bei der Planung von Lastprofilen berücksichtigt werden. Es kann damit erwartet werden, dass dadurch generell der Stromverbrauch im Sommer über die Jahre zunimmt und damit der Stromüberschuss aus Solaranlagen reduziert wird.

Verortung von Elektrolyse-Anlagen

Elektrolyse-Anlage verwandeln Strom in Wasserstoff. Es ist daher naheliegend, Elektrolyse-Anlagen an Orten zu errichten, an denen bereits entsprechend starke Stromleitungen für die Stromzufuhr, sowie adäquate Gasnetze für den Wasserstoff-Abtransport vorliegen. Insofern eignen sich besonders bestehende Standorte von Gaskraftwerken. Insgesamt sollten die Standorte zum geplanten Wasserstoff-Netz und auch zu den Standorten der Wasserstoffspeicher passen. Durch die Nähe zu den Speichern kann vermieden werden, dass größere Kapazitäten des Fernnetzes für Befüllung von Speichern verwendet werden und dementsprechend nicht für die Versorgung von Verbrauchern. Über die strombasierte Wasserstoffherstellung besteht eine enge Verbindung zwischen Strom- und Gasnetz und ein Abgleich des NEP Strom mit dem NEP Gas ist erforderlich (siehe Speicherung).

Eine Nähe zu Orten hoher lokaler Überschüsse erscheint als Kriterium nicht ausreichend. Das Problem der Abschaltung von Energieerzeugungsanlagen, da der Strom nicht vom Netz aufgenommen werden kann (Resdispatching) sollte primär nicht durch Elektrolyseure, sondern durch Netzausbau gelöst werden. Nur wirkliche, d.h. nicht verwertbare, temporäre Überkapazitäten werden sinnvollerweise in Wasserstoff verwandelt, da eine Stromnutzung in vielen Fällen, insbesondere für die Erzeugung von Gebäudewärme, aber auch z.B. bei industrieller Wärmenutzung effizienter ist.

Darüber hinaus wird die Effizienz der Elektrolyse-Anlage deutlich gesteigert, wenn die Abwärme ausgekoppelt und in Wärmenetze eingespeist, oder für sonstige Zwecke verwendet werden kann. Eine Nähe zu bestehenden oder geplanten Wärmenetzen ist daher sehr nützlich.

Speicherkapazitäten

Die Speicherung von Energie ist ein wesentlicher Bestandteil der Energieübertragungsnetze zur kurzfristigen Aufnahme von nicht direkt nutzbarem Strom sowie zur saisonalen Speicherung in Form von Wasserstoff oder anderen grünen Gasen zur Überbrückung von Dunkelflauten. Der Netzentwicklungsplan sieht zu diesem Zweck erhebliche Batteriespeicherkapazitäten im 50 - 100 GW-Bereich vor. Elektrolyseure sind in einer Größenordnung von 25 bis 80 GW berücksichtigt. Die erzeugten Wasserstoffmengen müssen den Verbrauchern zugeführt oder gespeichert werden. Es ergibt sich daraus die Notwendigkeit des zeitgleichen Ausbaus des Wasserstoff-fähigen Gasnetzes und von Wasserstoffspeichern. Die Netzentwicklungspläne Strom und Gas müssen daher bundesweit sowohl bezüglich ihrer letztendlichen Transportkapazitäten als auch bezüglich ihres zeitlichen Ausbaus aufeinander abgestimmt sein und dabei weitgehend den Kriterien der Energieeffizienz und Dringlichkeit folgen und nicht mit Fördermitteln dem Erhalt überkommener Strukturen und Technologien dienen.

Anbindung an Südeuropa und Nordeuropa

Die Anbindung von Süd- und Nordeuropa durch leistungsstarke HGÜ-Links ist ganz wesentlich zur Bestimmung des zusätzlichen Bedarfs an Residual-Gaskraftwerken in Deutschland. Bei geringer Anbindung müssten erheblich mehr an Kraftwerksleistung zugebaut werden und erheblich größere Vorräte Wasserstoff gespeichert werden. Da Wetter bedingte Schwankungen bei Solar- und Windstrom durch ein gut ausgebautes europäisches Verbundnetz in hohem Maße ausgeglichen werden könnten⁵. Diesbezüglich sind die Angaben im vorliegenden NEP ziemlich unklar. Aus Abbildung 22 des NEP (Handelsaustausmengen der Szenarien) ist erkennbar, dass eine relevante Berücksichtigung der in Norwegen verfügbaren Speicher- und Pumpspeicherkraftwerkskapazitäten für die Stabilisierung des deutschen Stromnetzes nicht vorgenommen wurde. Auch die evtl. nutzbaren Kapazitäten der Österreichischen und Schweizerischen Wasserkraftwerke scheinen im NEP nicht berücksichtigt worden zu sein. Insbesondere sieht man dies am Beispiel Norwegen, dessen Wasserkraftwerke mit ca. 33 GW Leistung bislang nur über eine 1,5 GW HGÜ-Leitung zur Stabilisierung des deutschen Stromnetzes genutzt werden.

Monitoring der Netzentwicklung

Bei einer Aktualisierung des NEP sollten zusätzlich Angaben aufgenommen werden bzgl. Zielerreichung vergangener Planungen und bei Nichteinhaltung Vorschläge/Planungen von Korrekturmaßnahmen.

Kosten der Netzentwicklung

Der Investitionsaufwand für den Netzausbau wird u.a. auf den Seiten 132 ff dargestellt, insbes. in Abb. 70 auf S. 153, d.h. 156 Mrd. € bis 2037/2045 (?), allein für die Übertragungsnetze. Sinnvoll erscheint eine Korrelation der Investitionen mit dem Zeitplan und daraus resultierend eine Darstellung des Zeitverlaufs der geplanten Investitionskosten um bei den jährlichen Haushaltsplanungen die nötigen Mittel bereitzustellen.

⁵ https://www.strommarkttreffen.org/2017-11_Beerli_Balancing_Europes_wind-power_output.pdf



700061

Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700061
Eingangsdatum: 18.11.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Ornithologische Arbeitsgemeinschaft (OAGSH)
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,
angehängt eine Stellungnahm ezu den Planungen in Schleswig-Holstein.
Da die Westküstenleitung bereits fertig ist, die Ostküstenleitung und die neue
Querverbindung Segeberg - Lübeck planfestgestellt sind, konzentrieren sich die
nachfolgenden Passagen auf die noch im Planungsstand befindlichen Strecken
P71 Audorf-Kiel-Trent-Göhl sowie die Strecke P227 Lübeck > Breitenfelde >
Büchen.

Im Anhang dazu die Anmerkungen als pdf.
Mit freundlichen Grüßen

ORNITHOLOGISCHE ARBEITSGEMEINSCHAFT



FÜR SCHLESWIG - HOLSTEIN UND HAMBURG E.V.

OAGSH • Bernd Koop • Waldwinkel 12 • 24306 Plön

Avifaunistische
Leitung

Bundesnetzagentur
Konsultation NEP Strom 2023-
2037/2045
Postfach 8001
53105 Bonn



Plön, 17.11.2022

Stellungnahme der Ornithologischen Arbeitsgemeinschaft Schleswig-Holstein OAGSH zum

Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, zweiter Entwurf

hier: Projekt P 71: Netzverstärkung und -ausbau Audorf / Süd - Kiel / neu - Trent - Göhl / West - M 47 und P 227 Lübeck > Breitenfelde

Sehr geehrte Damen und Herren,

Die OAGSH hat erhebliche Bedenken gegen die nach dem NEP, Projekt P 71 als Maßnahme 47 (M 47) vorgesehene Errichtung einer 380 kV-Freileitung auf der Strecke Kiel - Göhl. Die OAGSH bittet eindringlich darum, diese Maßnahme wegen ihrer unverhältnismäßig hohen Umweltbelastungen, hier v.a. im Hinblick auf Belange des Vogelschutzes, aus dem Netzentwicklungsplan zu streichen.

Begründung:

Die auf der Karte des NEP (S. 517) grob skizzierte Trassenführung ist aus Vogelschutzsicht höchst problematisch, da sie mehrere bedeutende Brut- und Rastgebiete bzw. deren nahes Umfeld überqueren würde.

Von den Leiterseilen, insbesondere von dem dünnen, über die Mastspitzen gezogenen Erdleiterseil einer etwa 60 m in den Luftraum ragenden Höchstspannungsleitung gehen gravierende Gefahren für fliegende Vögel aus. Dies betrifft zum einen nachts ziehende Zugvögel, die unter ungünstigen Sichtbedingungen an den Leitungen verunglücken können. Gerade auf dem Herbstzug in die Überwinterungsgebiete, bei dem Tiefdruckwetterlagen die ziehenden Vögel oft veranlassen, in geringeren Höhen zu fliegen, und wenn Nebel die Sicht

Postbank Hamburg
Konto: 113 688 201
BLZ: 200 100 20
IBAN: DE32 2001 0020 0113 6882 01
BIC: PBNKDEFF

Förde Sparkasse
Konto: 156 690
BLZ: 210 501 70
IBAN: DE77 2105 0170 0000 1566 90
BIC: NOLADE21KIE

verschlechtert, sind an Freileitungen besonders viele Opfer zu verzeichnen. Selbst eine dichte Bestückung der Seile mit Markern würde diese Gefahrenquelle nicht ausreichend entschärfen. In einer Region, die wie die Kreise Plön und Ostholstein für den internationalen Vogelzug von zentraler Bedeutung sind, wäre diese quer zur Hauptzugrichtung verlaufende, weit in den Luftraum ragende Stromtrasse nicht zu vertreten. Zusätzlich werden durch derartige 'Verdrahtungen' des Flugraumes auch die Brutvögel, hier hauptsächlich die größeren Arten wie z.B. Seeadler, Kranich, Schwarz- und Weißstorch, Schwäne und Gänse, der betroffenen Gebiete gefährdet.

Bereits die jetzt auf Teilen der bezeichneten Strecke verlaufende 110 kV-Leitung stellt eine gravierende Gefahrenquelle für Zug- und Brutvögel dar. Eine deutlich höhere 380 kV-Leitung würde das Gefahrenpotenzial erheblich steigern. Besonders problematisch ist dabei die übliche hoch angelegte Konstruktion über die sogenannten Donaumasten, bei denen die Leiterseile und Erdleiter an Traversen auf mehreren Ebenen aufgehängt werden. Einebenenmasten können jedoch das Anflugrisiko für Vögel verringern.

Nach der o.g. Skizze würden u. a. folgende als Vogellebensräume sehr relevante Gebiete tangiert werden:

- Postsee, Klosterforst Preetz, Pohnsdorfer Stauung: Das Areal ist ganzjährig eines der vogelreichsten Areale im östlichen Hügelland und beherbergt u. a. einen Seeadlerbrutplatz, Kranichbrut- und schlafplätze sowie Gänserastplätze.

- EU-Vogelschutzgebiet Fischteiche zwischen Selent und Plön: Dieser Bereich umfasst mehrere Teilgebiete mit intensiven Austauschbeziehungen. Zwischen den einzelnen Fischteichkomplexen (Lebrader -, Rixdorfer - und Lammershagener Teiche, Gödfeldteich) finden intensive Flugbewegungen von Bläss- und Graugänsen, diversen Entenarten, Höcker- und Singschwänen, Kranichen und Greifvögeln statt, da die Teiche oft im Wechsel als Nahrungs-, Mauser- und Rastgewässer dienen. V. a. die Lebrader Teiche werden nachts von großen Vogelschwärmen aufgesucht. Intensive korrespondierende Flugbewegungen bestehen auch zum nördlich gelegenen Selenter See sowie zum Tresdorfer See im Südosten. Außerdem nutzen mehrere Seeadlerpaare und viele junge Adler die Teich- und Seenlandschaft. Dem Managementplan zufolge sind deshalb konsequenterweise auch die terrestrischen Räume zwischen den einzelnen Feuchtgebieten von hohen vertikalen Bauwerken (neben Windkraftanlagen auch Freileitungen) freizuhalten.

- Raum um Lütjenburg: Die Trasse würde hier die Kossau überqueren, eine regionale Leitlinie für den Vogelzug. Weiter östlich würde bei Futterkamp die Niederung der Mühlenau überspannt werden. Diese Grünlandniederung ist während der Zug- und Rastzeiten ein wichtiges Nahrungshabitat für Gänse, Goldregenpfeifer, Brachvögel und Kraniche. 2020 brütete im Raum Blekendorf ein Schwarzstorchpaar, welches die Futterkamper Niederung als Nahrungsraum nutzte. Dicht nördlich der jetzigen Leitungstrasse befindet sich am Sehlendorfer See ein langjähriger, überregional bedeutender Kranichschlafplatz mit im Herbst und Winter über 1.000 Individuen, die beim Anflug von den südlich gelegenen Nahrungsflächen (Ackerflächen im Raum Kletkamp - Blekendorf) durch eine noch stärkere Verdrahtung als bisher massiv gefährdet werden würden.

- Wesseker See, Oldenburger Graben: Der Wesseker See ist mit seinen ausgedehnten Schilfflächen ein sehr vogelreiches Gebiet (u.a. Gänse, Kraniche). In der Nähe befindet sich

ein Seeadlerbrutplatz. Wie die Niederungswiesen des Oldenburger Grabens wird auch der Wesseker See als EU-Vogelschutzgebiet geführt.

Vorschläge zur Lösung: Denkbare Alternativtrasse:

Es gibt bereits eine 110 kV-Leitung von Kiel nach Lütjenburg, die nördlich vom Selenter See verläuft. Würde man diese Trasse bis Lütjenburg nutzen, wäre die Zerschneidung der Landschaft in den vogelreichen Gegenden sowohl im Raum Postfeld/ Postsee-Pohnsdorfer Stauung als auch zwischen den Teilgebieten des SPA Fischteiche Selent-Plön andererseits vermieden. Für den weiteren Verlauf ist die Leitung aus den Niederungsgebieten herauszunehmen und konsequent als Einebenenkonstruktion auszuführen.



Kritische Punkte der geplanten Ringschluss-Leitung P71



Problematischer Verlauf der derzeitigen Trasse der 110 kV Lütjenburg – Göhl im NSG Wesseker See (Bestandteil EU-Vogelschutzgebiet Östliche Kieler Bucht)

Projekt P 227 Lübeck-Breitenfelde (Krümmel)

Diese geplante Leitung quert das EU-Vogelschutzgebiet Waldgebiete in Lauenburg DE 2328-491 (Engstelle Koberg-Sirksfelde). Eine Querung zwischen den Teilgebieten führt in jedem Fall zu einer erheblichen Zerschneidung des Gebietes. Ebenso dürfte die Zerschneidung der Landschaft zwischen den EU-Vogelschutzgebieten Hahnheide und Waldgebiete in Lauenburg (Engstelle Köthel).

Die Engstelle Koberg-Sirksfelde ist als Eingriff nicht ausgleichbar, betroffen sind wesentliche Nahrungsgebiete u.a. von Kranich, Rotmilan und Schwarzstorch.

Auch die Engstelle Köthel betrifft das einzige Schwarzstorchpaar in dem Raum (und eines von nur 5-8 Bp. in Schleswig-Holstein!).

Alternativ – wie bereits im Fachdialog Umwelt/Naturschutz vorgeschlagen müssen die Wälder östlich umgangen werden.

Allerdings ist auch die Ostumgehung aus Vogelschutzsicht sehr kritisch, da mit der Querung des Hellmoores bei Panten einer der größten Kranichschlafplätze in der Region betroffen ist.

Daher ist eine Erdverkabelung dieses sensiblen Großraumes die einzige naturschutzverträgliche Variante.

Eine Überspannung von Wäldern und Feuchtgebieten ist in jedem Fall zu vermeiden. Die derzeit vorhandene 110 kV Leitung durchtrennt das Riepenholz nahe Köthel unmittelbar in der Nähe des Schwarzstorchorstes. Für Schwarzstörche sind Leitungen aller Art ein erhebliches Tötungsrisiko.

Die Ausstattung des Erdleiters mit Markern ist daher eine stets notwendige Minimierungsmaßnahme gegen Kollisionen. Ich weise aber auch bei dieser Leitung darauf hin, dass eine Mehrebenen-Konstruktion in einem so vogelreichen Gebiet immer ein erhöhtes Kollisionsrisiko bedeutet. Diese Leitung muss daher unbedingt als Einebenen-Konstruktion ausgeführt werden, um die Zahl der Leiterebenen zu verringern. Daten zu aktuellen Brutvorkommen liegen dem LfU bereits vor (Stand 2023), zu erfragen bei Dr. Jan Kieckbusch, Staatliche Vogelschutzwarte/LfU.

Mit freundlichen Grüßen



Ornithologische Arbeitsgemeinschaft Schleswig-Holstein – OAGSH
Avifaunistische Leitung



Mehr Ebenen – mehr Kollisionsmöglichkeiten: Eine solche Anordnung von Leitern in mehreren Ebenen müssen grundsätzlich vermieden werden und stellen aus Vogelschutzsicht neben der Erdseitmarkierung die verpflichtende Eingriffsminimierung dar.



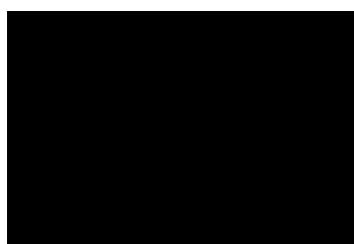
700063

Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700063
Eingangsdatum: 19.11.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:



Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

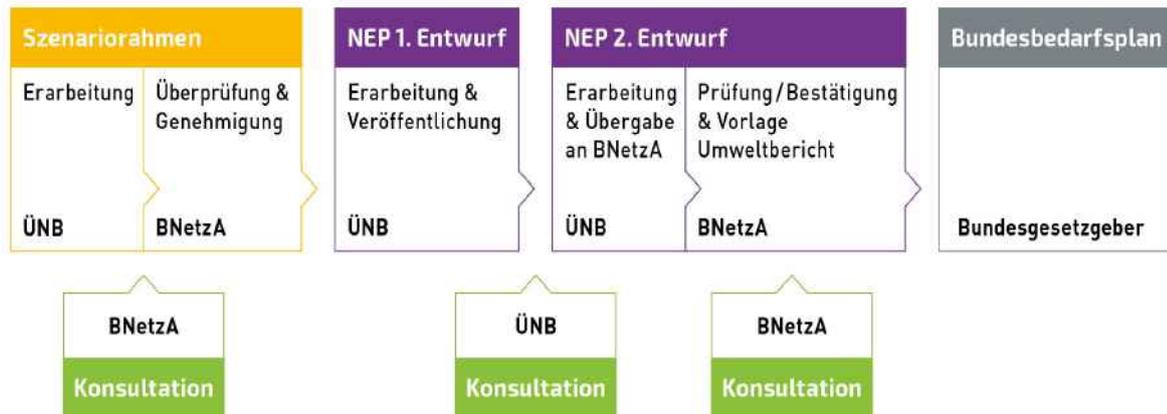
Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme: Sehr geehrte Damen und Herren
im Anhang erhalten sie einen Beitrag zur
Konsultation NEP Strom 2023-2037/2045
mit freundlichen Grüßen



Betreff: Konsultation NEP Strom 2023-2037/2045

Sehr geehrte Damen und Herren,
unter /1/ wurde die folgende Grafik veröffentlicht. Sie zeigt die Prozessschritte, die vom Szenariorahmen bis zu Bundesbedarfsplan notwendig sind. Der Szenariorahmen ist ausdrücklich nicht Teil der Konsultation aber eine unabdingbare Voraussetzung für die Erarbeitung des NEP.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die auf Seite 25, 2.1.2 Rahmenbedingungen der Genehmigung gezeigte Übersicht der Szenariokennzahlen zeigt die Szenarien aus dem genehmigten Szenariorahmen. Die BNetzA hat im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 – Vorläufige Prüfergebnisse der Bundesnetzagentur /2/- in diesen genehmigten Szenariorahmen eingegriffen. Auf S.17 des Dokumentes – Tabelle 1: Übersicht Szenariorahmen 2023-2037/2045 – wurde ein endogener Zubau von Gaskraftwerken für notwendig gehalten. Weder die erforderliche Leistung noch die Standorte dieser zusätzlichen Kraftwerke wurden definiert. Damit ist der vorliegende NEP, im zweiten Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber hinfällig. Ohne Kenntnis der Szenariokennzahlen ist die Erarbeitung eines seriösen NEP nicht möglich.

Die oben gezeigte Grafik ist irreführend. In der EU- Verordnung /3/ VERORDNUNG (EU) 2019/943 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. Juni 2019 zum Elektrizitätsbinnenmarkt wird unter anderem Folgendes festgelegt: Zitat

(28) Die Übertragungskapazität, auf die nach dem Ansatz der Nettoübertragungskapazität die Mindestkapazität von 70 % anzuwenden ist, stellt die größtmögliche Übertragung von Wirkleistung dar, die die Betriebssicherheitsgrenzwerte einhält und Ausfallvarianten berücksichtigt... Diese Kapazität berücksichtigt **nicht** Zuverlässigkeitsmargen, Ringflüsse oder **interne Stromflüsse**, welchen durch die verbleibenden 30 % Rechnung getragen wird.

Konsequenzen

Das Übertragungsnetz eines jeden Staates, der am Elektrizitätsbinnenmarkt teilnimmt, muss 70% seiner Übertragungskapazität für den Stromhandel zur Verfügung stellen. Das bedeutet, dass jeglicher Netzausbau die Übertragungskapazität erhöht und davon wieder 70 % zur Verfügung gestellt werden müssen. Welche Übertragungskapazität tatsächlich notwendig ist, wird nicht definiert.

Weniger als 30 % der Übertragungskapazität stehen für **interne** Stromflüsse zur Verfügung. Diese Stromflüsse stellen die **interne** Versorgung unserer Bürger, unserer Wirtschaft mit der **intern** erzeugten Energie aus unseren Kraftwerken, mit unseren erneuerbaren Energien sicher.

Wir haben es also mit einem Netzausbau zu tun, der mit nur 30 % der Netzkapazität eine sichere, bezahlbare und ökologische Stromversorgung unseres Landes gewährleisten soll. Das ist das Ziel des Netzentwicklungsplanes.

Dieses Gesetz wurde am 5. Juni 2019 durch das Europäische Parlament und den Rat der Europäischen Union beschlossen. Ein solches Gesetz hätte in dieser Form nie beschlossen werden dürfen. Auch Deutschland ist Mitglied dieser Gremien. Einsprüche sind nicht bekannt. Die Folgen für alle sind dramatisch. Die Strompreise werden allein aufgrund drastisch steigender Netzentgelte für viele Bürger unbezahlbar.

Wir erheben **Einspruch gegen diesen Netzentwicklungsplan. Er gewährleistet keine Versorgungssicherheit, er verursacht gigantische Kosten, er ist ökologisch eine Katastrophe.**

Wir stimmen einer Veröffentlichung unserer Einwendung ausdrücklich zu.

Kontakt

Team Orangebuch



/1/ https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-06/NEP-Gesamtprozess_0.jpg

/2/ https://data.netzausbau.de/2037-2023/NEP/NEP_2037_2045_vorlaufige_Pruefungsergebnisse.pdf

/3/ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&rid=19>



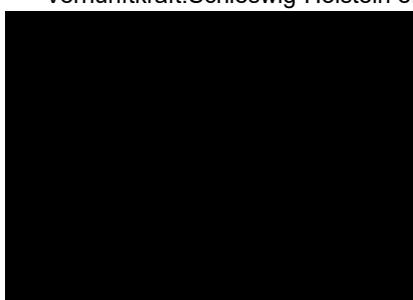
700065

Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700065
Eingangsdatum: 19.11.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Vernunftkraft.Schleswig-Holstein e.V.
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:



Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 2

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

zum Entwurf des NEP Strom 2023-2037/2045 nehmen wir wie folgt Stellung:

Stellungnahme zum Entwurf Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023

Gesamtkonzept des NEP

Der NEP führt auf Seite 46 aus (Zitat):

„Die Aufgabe des NEP ist es nicht, die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit und die Existenz notwendiger Investitionsanreize im Zeitverlauf zu bewerten. Es wird im Szenariorahmen nicht (!) sichergestellt, dass der angenommene Kraftwerkspark und die zur Verfügung stehenden Flexibilitätsoptionen in allen Szenarien ausreichen, um die Last in jeder Stunde zu decken.“

Das ist ein wesentlicher Systembruch zur bisher im deutschen Versorgungsgebiet verfolgten Devise einer unterbrechungsfreien Versorgung an 365 Tagen des Jahres. Der Hinweis auf Seite 23, Absatz 2, die zukünftige Verbrauchskulisse müsse sich mit Hilfe mehr oder weniger smarterer oder marktorientierter Lösungen der Erzeugungssituation anpassen, gleicht eher der Mangelverwaltung eines Dritte-Welt-Landes, denn einer für einen im internationalen Wettbewerb stehenden Industriestandort notwendigen 365/24/7 durchgängigen Versorgung mit Strom. Die unmittelbare Reaktion energieintensiver Teile der deutschen Industrie auf diese Art der kosten- und mengenbasierten Restriktionen der zukünftigen Energiepolitik ist bereits durch Investitionsverlagerungen ins Ausland erfolgt.

Dies wird durch den jüngsten IW-Bericht in eindrucksvoller Weise bestätigt. Insofern sind die von der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH für das Jahr 2045 im NEP beschriebenen und benötigten Lastmanagementpotentiale (DSM) von bis zu 4 GW gar nicht mehr erforderlich, da diese energieintensiven Betriebe bereits aus Deutschland abgewandert sind.

Die auf Seite 39 des NEP berechnete Leistung der Batteriespeicher mit 2kWh/kW im Jahr 2045 mit einem Mittel von 150 GW reicht mit 300 GWh gerade einmal für 10% der notwendigen Energie, die für den Tagesverbrauch von ca. 3 TWh Deutschlands im Jahr 2045 bei Dunkelflaute benötigt werden! Damit wären 2,7 TWh bei Dunkelflaute ungedeckt.

Nimmt man die auf Seite 25 für das Jahr 2045 als Reserveleistung definierten Erzeugungseinheiten aus Erdgas/Wasserstoff, Biomasse, Wasserkraft und sonstige regenerative Erzeugung als grundlastfähige Erzeuger hinzu, ergibt sich eine Gesamtleistung von 42,9 GW. Aus dem w.o. errechneten Defizit von 2,7 TWh/Tag ergibt sich allerdings eine erforderliche Durchschnittsleistung von 112,5 GW.

Die ermittelte Akkukapazität reicht also entweder für lediglich 2 Stunden einer Dunkelflaute, die erfahrungsgemäß auch wesentlich länger dauern kann oder es müssen leistungsfähige Konnektoren verfügbar sein, die aus dem europäischen Verbundnetz die Differenzleistung von etwa 70 GW zwischen 42,9 GW Reserveleistung und 112,5 GW Leistungsbedarf bereitstellen. Der Hinweis in Abb. 3, Seite 24, der eine Interkonnektorleistung von 50 GW in allen Szenarien unterstellt, wird daher nicht ausreichen.

Ist das bereits Ausdruck der Mangelverwaltung? Ist mit diesem Szenario die Systemstabilität des europäischen und insbesondere des deutschen Verbundnetzes überhaupt zu gewährleisten? Da dieser Tatbestand bereits bei vorherigen NEPs in früheren Konsultationsrunden von mehreren wissenschaftlichen Institutionen aufgezeigt wurde, wird der Systemstabilität von der BNetzA offenbar ein nachrangiges Interesse entgegengebracht. Auch das eingangs erwähnte Zitat „der nicht zu garantierenden Versorgungssicherheit“ ist eine Bankrotterklärung, die es in dieser Form für ein zivilisiertes europäisches Industrieland bisher nicht gegeben hat. Ob mit den im NEP vorgestellten Maßnahmen eine Übertragung gesicherter Erzeugungsleistung bei großflächiger, europaweiter kalter Dunkelflaute und bei gleichzeitiger Wahrung des (n-1)-Kriteriums gewährleistet ist, wird an keiner Stelle des Papiers nachgewiesen.

Ob Deutschlands europäische Nachbarn überhaupt bereit sind, diese Leistung und die notwendige Energie in Zeiten einer meist europaweiten und mehrtägigen kalten Dunkelflaute zu bezahlbaren Preisen zur Verfügung zu stellen, ist eher unwahrscheinlich. Fraglich ist zudem, ob diese Länder darüber hinaus willens sind, derartige, nur wenige Stunden benötigte Überkapazitäten lediglich zur Stützung des deutschen Verbrauchs zu investieren und vorzuhalten. Völlig außer Acht gelassen wird die Frage, ob Deutschland im Falle einer solchen europaweiten Versorgungsunterdeckung auch zu derartigen Lieferungen in hinreichender Größenordnung an seine europäischen Partner in der Lage ist. Ist das der indirekte Hinweis darauf, dass Deutschland aufgrund seiner bis 2045 anvisierten Erzeugungsstruktur überhaupt nicht in der Lage sein wird, diesen Verpflichtungen aus den ENTSO-E-Verträgen nachzukommen? Ein Zitat aus der Homepage des BMWK nährt diesen Verdacht (Zitat):

„Weiterhin werden durch den Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber, ENTSO-E, die Netzausbaupläne in den Mitgliedstaaten unverbindlich(!) koordiniert.

Aus dieser „unverbindlichen“ Verpflichtung leitet die BNetzA offenbar die Vernachlässigung des vorzuhaltenden Leistungs- und Energieangebots ab, dass sich aus o.g. Berechnungen z.Zt. auf mindestens 20 GW im Leistungsbereich der Interkonnektoren aufsummiert.

Auf den Umstand der Unterdeckung im Leistungs- und Energiebereich weist auch die Studie der e.venture vom April 2023 hin, wenn sie ausführt (Zitat):

Wenn in Deutschland der Strom knapp ist, dann wird er es auch in Frankreich, Polen und Tschechien sein. Unter Berücksichtigung der abschaltbaren Lasten sowie der Importe könnte die Spitzen-Defizitlast von 120 GW auf 75 GW reduziert werden...

D.h. auch diese Studie stellt ein erhebliches Defizit in der Leistungsbilanz von 70 GW um das Jahr 2040 fest, dass durch keinerlei Maßnahmen im NEP gedeckt ist. Das immer wieder vorgebrachte Argument, man müsse nur die Anzahl der

EE erhöhen und das Netz weiter ausbauen, wird auch von dieser Studie als unwirtschaftlich verworfen (Zitat):

Bei einer weiteren Erhöhung der Erneuerbaren Erzeugungskapazität über 100% bilanzieller Bedarfsdeckung hinaus, nimmt der Grenznutzen rasch ab.

Mit anderen Worten: der weitere Ausbau der Erneuerbaren schafft dann nur noch Erzeugungseinheiten, die ohne Dauersubventionierung nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Das gesamte System der deutschen Energieversorgung besteht dann aus Einheiten, die entweder überlastet, unterlastet oder die meiste Zeit still stehen!

Zum wiederholten Mal stellt sich daher die Frage, ob es jemals technologisch sinnvoll und verantwortbar war und ist, die CO₂-freie Kernenergie als Alternative lediglich auf Verlangen einer Partei mit einem Wähleranteil von z.Zt. nur etwa 10% in Deutschland zur zeitlich unbegrenzten Alleinlösung zu erklären. Die im NEP 2037/2045 vorgestellten Szenarien würden sich drastisch ändern und erheblich verbilligen, wenn die bereits weitgehend abgeschriebenen und erst kürzlich abgeschalteten Kernkraftwerke mit ihrer grundlastfähigen Versorgung im Netz verblieben. Der Umbau des Netzes, in dem die Windparks und PV-Flächenanlagen fern von den Industrie- und Ballungszentren, also verbraucherfern angeschlossen sind, erfordert einen hohen finanziellen Aufwand. Aufgrund der Volatilität der Einspeisung von Wind- und PV-Anlagen ist der weitere Ausbau ein ökonomischer Irrweg. Er wird auch nicht dadurch geheilt, dass wie kürzlich bei EnBW geplant und im NEP dargestellt, bei jeder PV-Anlage ein Speicherelement platziert wird.

Dass weder extensiv erweiterte Netze eine Speichermöglichkeit bieten können, noch der geforderte Ausbau der volatilen Erzeugung bei Dunkelflaute mit gerade einmal 5% gesicherter Leistung in Deutschland Systemsicherheit garantiert, sollte auch bei der BNetzA zum anerkannten Basiswissen gehören.

Auch die laufend von der Politik festgeschriebenen verbindlichen Termine für die

Stilllegung von Kohle- und Erdgaskraftwerken ohne im gleichen Atemzug für eine gesicherte Reserveleistung einen ausreichenden Ersatz in Form wasserstoffbasierter Gaskraftwerke zu sorgen, spricht nicht für eine krisenorientierte Betrachtungsweise. Der Weg zu bezahlbarer und sicherer Energie wird lediglich durch weitgehenden Verzicht auf ideologisch motivierte Erlösungsphantasien und romantisch verklärtes Gutmenschentum erreicht.

In diesem Zusammenhang verwundert der auf Seite 64 eher schamhafte Hinweis auf die niedrigen Grenzkosten der Kernenergie z.B. in französischen Kernkraftwerken (Zitat):

So tragen in Frankreich sowohl die niedrigen Grenzkosten der Stromerzeugung aus Kernenergie(!), die 2045 etwa ein Viertel der inländischen Stromerzeugung ausmacht, als auch die Kombination mit Wasserkraftwerken, Windenergie und Photovoltaik zu einem hohen Exportsaldo bei.

Soll diese Bemerkung darauf hinweisen, dass Deutschland einen völlig falschen Weg der Dekarbonisierung eingeschlagen hat? Dies wird nur wenige Sätze weiter auf der selben Seite 64 bestätigt (Zitat):

Der europäische Vergleich zeigt, dass Deutschland in allen Szenarien absolut den höchsten Importbedarf aufweist. Unter anderem ist dies auf den im Vergleich zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hohen Stromverbrauch in Deutschland zurückzuführen. Eine weitere Erklärung ist, dass der thermische Kraftwerkspark in Deutschland in allen Szenarien überwiegend aus Gasturbinen besteht. Diese weisen unabhängig vom eingesetzten Brennstoff vergleichsweise hohe variable Kosten auf.

Ein weiteres Beispiel dieser ideologisch motivierten Fehlplanung folgt auf Seite 81, (Zitat):

In der Stunde des höchsten Überschusses an Stromerzeugung erneuerbarer Energien werden in allen Szenarien jeweils deutlich über 200 GW an Einspeisung aus Windenergie und Photovoltaik eingesenkt.

Hier zeigt sich in einem einzigen Satz der Irrsinn der alleinigen Ausrichtung der Energiewende auf die Erzeugung aus volatilen Wind und Photovoltaik. Bei einer installierten Gesamtleistung von reichlich 400 GW müssen zu Spitzenzeiten bis zu 50% dieser Leistung „eingesenkt“ werden, was nur ein verniedlichender Ausdruck für Abschaltung ist! Gleichwohl muss der Verbraucher auch für diese nicht nutzbare Leistung zahlen.

Demgegenüber ist die Kernenergie und ihre technologische Fortentwicklung in Gestalt der SMR eine der Erzeugungsquellen mit den geringsten CO₂-Emissionen, einem geringen Flächenbedarf im Verhältnis zur installierten Leistung und einer optimalen Anpassung der Erzeugung an den prognostizierten Verbrauch. Darüber hinaus kann diese neue SMR-Technologie sowohl für die Strom- als auch für die Wärmeerzeugung eingesetzt werden und damit sehr flexibel auf die Bedürfnisse energieintensiver Bezirke und Gebiete reagieren.

Auch der ewige verharmlosende Hinweis, 2 % der Landesfläche sei hinreichend für die Erzeugungsfunktion „Wind-Onshore“, ist mittlerweile Makulatur. In Schleswig-Holstein ist längst die Zielmarke „3%“ ausgegeben. Aus Tabelle 1, Seite 25, geht eine Steigerung der noch zu installierenden Onshore-Wind-Leistung von 56,1 GW auf 180 GW, also mehr als eine Verdreifachung hervor. Wo die dafür notwendigen Areale ohne empfindliche Einbußen an anderen Schutzgütern gefunden werden sollen, bleibt wohlweislich das Geheimnis dieses NEP.

Insgesamt mangelt es dem NEP-Entwurf an einer finanziellen Bewertung der vorgestellten Alternativen A, B und C in ihrer Gesamtheit einschließlich der Erzeugungsseite. Obwohl dies zwar bereits auf Seite 46 (s.o.) eingeräumt und nicht als primäres Ziel dieses NEP dargestellt wird, ist es aus Sicht von Vernunftkraft Schleswig-Holstein e.V. dringend notwendig, durch eine Budgetierung die langfristigen finanziellen Folgen dieses Generationenprojekts transparent abzubilden. Da sich die Fertigstellung der sog. „Energiewende“ seit Beginn in den späten 90-iger Jahren mindestens über 12 Legislaturperioden hinzieht, besteht die unmittelbare Gefahr einer intransparenten Darstellung und Verharmlosung der zu erwartenden Kosten nach der jeweils vorherrschenden

politischen Konstellation. Die bisher immer wieder verbreiteten Phrasen der Politik, diese sog. Energiewende werde zu „fairen Preisen und bezahlbarer Energieversorgung“ führen, werden auch durch die Darlegungen in diesem NEP nicht glaubhafter.

Eine seriöse Aussage zu diesen „fairen Preisen und bezahlbarer Energieversorgung“ ist doch nur möglich, wenn sämtliche Investitionskosten der Erzeugung, des Transports, der Speicherung und Wiederverstromung bekannt sind und sich einem marktwirtschaftlichen Stresstest unterwerfen. Die von grünen Parteigängern verbreitete Mär der monatlichen Verteuerung um wenige Eiskugeln hat sich schon nach wenigen Jahren als Illusion entpuppt. Eine gegenwärtig diskutierte Dauersubventionierung des Strompreises aus Steuergeldern, um gewisse Industrien im Land zu halten, ist nicht nur Beweis für diese Fehleinschätzung sondern ein Armutszeugnis der gegenwärtigen Wirtschaftspolitik!

Z.B. werden erstmals ab Seite 122 Finanzvolumina für den Offshore-Netzausbaubedarf aufgelistet. Dem gegenüber werden für den Onshore Netzausbau auf Seite 132 bereits beträchtliche Preissteigerungen zwischen zwei Konsultationsrunden festgestellt (Zitat):

Gegenüber dem ersten Entwurf des NEP 2037 / 2045 (2023) sind im zweiten Entwurf des NEP die Investitionskosten um ca. 12,5 Mrd. EUR angestiegen.

Dieser Satz bezieht sich auf einen geschätzten Bedarf von 94 Milliarden Euro alleine für den Onshore-Netzausbau und bedeutet innerhalb eines Jahres immerhin 13,3% Steigerung. Falls alle in diesem NEP genannten Investitionen mit einer derart unterjährigen Teuerungsrate behaftet sind, dürfte bei einer Laufzeit bis 2045 manche teure Überraschung zu erwarten sein. Der Bundesrechnungshof hatte daher das BMWi zuletzt im Bericht vom 28.10.2018 aufgefordert, dem Projekt „Energiewende“ ein Kostenbudget und ein begleitendes Controlling zuzuordnen, wie dies bei professionellen Projekten zwingend der Regelfall ist (Zitat):

Der Bundesrechnungshof fordert,

- dass die Bundesregierung die Ziele Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit quantifiziert,
- das BMWi nur solche Indikatoren nutzt, die Steuerungswirkung entfalten können,
- das BMWi die Kosten der Energiewende mit angemessenem Aufwand möglichst vollständig transparent macht,
- das BMWi durchgängig an den Zielen der Energiewende ausgerichtete Steuerungsinstrumente nutzt,
- das BMWi prüft, inwieweit es effektivere Steuerungsmechanismen, wie insbesondere die CO₂-Bepreisung, als weiteres Instrument des Anreizes zur Umsetzung der Energiewende nutzen kann.

Aus den Ausführungen dieses NEP geht nicht hervor, dass eine der o.g. Empfehlungen weder im BMWi noch im derzeitigen BMWK umgesetzt wurde.

Wenn es also seit Beginn der Ampelkoalition im „öffentlichen Interesse“ ist, diese Energiewende zum Erfolg zu führen, hat die adressierte Öffentlichkeit auch Anspruch auf effizienten Einsatz ihrer Steuergelder und die in Aussicht gestellte „bezahlbare“ Energie. Bisher ist keines dieser Ziele dem NEP 2037/2045 zu entnehmen!

Nicht zuletzt gemahnt das Urteil des Bundesverfassungsgerichts vom 15.11.2023 bezüglich der Verwendung der Gelder im KTF zu einer sehr restriktiven Ausgestaltung des Staatshaushalts. Das ideologiegetriebene Abschalten funktionstüchtiger Kraftwerke, verbunden mit milliardenschweren Abschreibungen und der gleichzeitige Aufbau einer zwangsläufig überdimensionierten Ersatzstruktur, wie sie im vorliegenden NEP beschrieben wird, ist nicht mehr zeitgemäß. Sie bedarf dringend einer Überarbeitung unter Einbeziehung sämtlicher zur Verfügung stehender Energieerzeugungsfazilitäten!

Bewertung der Netz-Neubauvorhaben des NEP in Schleswig-Holstein

Schleswig-Holstein hat bereits jetzt eine der höchsten Belastungen durch

Hochspannungsleitungen pro km² Fläche im Vergleich zu anderen Bundesländern. Mit der Westküstenleitung, der Mittelachse und der in Planfeststellung befindlichen Ostküstenleitung wird das Land mehrfach in Nord-Süd-Richtung zerschnitten. Daneben hat SH die mit Abstand höchste Belastung aller Bundesländer mit Windkraftanlagen. Einen weiteren Zubau mit Höchstspannungsleitungen ist aus Gründen von Landschafts- und Naturschutz abzulehnen. Ausnahmen müssten besonders gut begründet werden.

Dennoch sind im aktuellen NEP gleich 6 Neubauvorhaben in Schleswig-Holstein vorgesehen. Dabei zerschneiden die geplanten HGÜ-Vorhaben DC31 und DC32 sowie das 380 kV-Neuvorhaben P71 das Bundesland nun auch in West-Ost Richtung. Offensichtlich soll Schleswig-Holstein vollständig zum Transitland sowohl für Überschussstrom aus Dänemark, als auch für Offshore-Strom aus der Nordsee degradiert werden. Die Vorhaben DC31 und DC32 dienen keinesfalls der Versorgungssicherheit des Bundeslands, sondern werden offensichtlich zur Ableitung des überschüssigen Offshore-Stroms geplant. Umso unsinniger ist dessen Weiterleitung in das strukturschwache Mecklenburg-Vorpommern anstatt in die Wirtschaftszentren im Westen und Süden des Landes z.B. über die geplante Südlink-Trasse. Vernunftkraft Schleswig-Holstein lehnt diese Leitungen daher entscheiden ab.

Völlig unerklärlich ist die Aufnahme einer weiteren 380 kV-Leitung von Kiel nach Göhl (P71) in Ostholstein, die angeblich der Versorgungssicherheit im Land dienen soll. Bereits die in Planfeststellung befindliche 380 kV-Ostküstenleitung ist deutlich überdimensioniert und bedarf keiner weiteren Entlastung. Es ist ziemlich offensichtlich, dass diese Leitung lediglich die freien Kapazitäten der Ostküstenleitung nutzen soll, um den Überschussstrom aus Dänemark abzuleiten und damit die Mittelachse zu entlasten, sobald die volle, europarechtlich vorgeschriebene Verbindung zum dänischen Stromnetz hergestellt ist.

Das vorgeschobene Argument, dass diese Leitung wegen eines prognostizierten starken Ausbaus erneuerbarer Energien im östlichen Schleswig-Holstein (insbesondere Photovoltaik im Raum Plön) erforderlich sei, ist schlicht

unzutreffend. Zum einen bietet die Ostküstenleitung genügend Reserven, um wesentlich mehr EE-Strom aufzunehmen. Zum anderen erhöht auch ein starker Photovoltaik-Zubau nicht signifikant den Bedarf an erhöhter Übertragungskapazität. Hierzu wird auf das vom Land SH beauftragte „Gutachten zum Photovoltaik- und Solarthermie-Ausbau in Schleswig-Holstein“ vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme vom 1.10.2021 verwiesen. Das Gutachten hat sich erstmals mit der Gleichzeitigkeit der Einspeisung von Wind- und Solarstrom befasst (ab S. 94). Dafür wurde auf verfügbare Detaildaten aus Dänemark zurückgegriffen. Auf S. 96 ff heißt es dazu:

„Es wird ersichtlich, dass auch die gemeinsame PV- und WEA-Einspeiseleistung zu keinem Zeitpunkt im Jahr eine Einspeisung oberhalb der installierten Windkapazität aufweist. Eine genauere Betrachtung zeigt, dass bei Einspeisungsleistungen von Wind- und PV-Anlagen, die eine größere Leistung als 70% der installierten Windkapazität haben, PV-Anlagen lediglich einen maximalen relativen Anteil an der gemeinsamen Einspeisung von 10% aufweisen. In Windflauten kann der relative Anteil der PV-Anlagen an der gemeinsamen Einspeiseleistung aber bis zu 74% betragen. Der höchste Anteil der solaren Leistung in Prozentpunkten an der installierten Windkapazität liegt bei 11%.“

und

„Es zeigt sich, dass selbst wenn die Einspeiseleistung von PV-Anlagen fünfmal so groß wäre wie heute, das 95%-Quantil der gemeinsamen Einspeiseleistung aus PV- und WEA (95% aller Einspeisewerte liegen unter diesem Wert) nicht die maximale alleinige Windeinspeiseleistung überschreitet“

Das Vorhaben P71 ist daher schlicht nicht erforderlich und wäre auch aus Gründen des Landschafts- und Naturschutzes gar nicht umsetzbar. Laut der bisher bekannten Trassenplanung der Kartenskizze im NEP-Entwurf würde die Leitung gleich zwei Landschaftsschutzgebiete queren (LSG Holsteinische Schweiz und LSG „Bungsberg mit Vorland“). In beiden Schutzgebieten ist die Errichtung von

oberirdischen Leitungen verboten. Ausnahmevoraussetzungen sind hier auch nicht erkennbar. Außerdem läge diese neue Leitung von Kiel nach Göhl quer zum international bedeutsamen Vogelfluggkorridor von Dänemark. Gerade im Raum Göhl und in der Querung des nordwestlichen Oldenburger Grabens wäre diese Barriere höchst problematisch. Das Projekt wurde vor 10 Jahren schon einmal im NEP-Entwurf vorgeschlagen, aber damals aus guten Gründen wieder verworfen.

Zudem ist im aktuellen NEP-Entwurf auch das Projekt P227 (M468) enthalten. Es sieht einen Leitungsneubau zwischen dem Umspannwerk Lübeck/West (Stockelsdorf) und einem (neu zu errichtenden) Umspannwerk im Suchraum der Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbeck-Land vor. Diese Leitung würde den Großraum Lübeck zusätzlich extrem stark belasten, insbesondere die Gemeinde Stockelsdorf, und auch die sensiblen Naturräume westlich des Ratzeburger Sees und des Schaalsees gefährden.

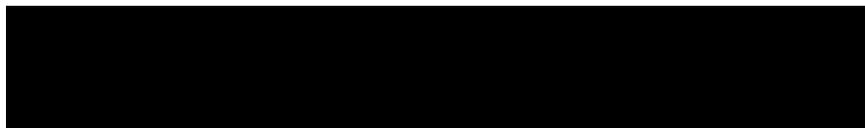
Auch die geplanten Maßnahme P84/M368 hat erhebliche Auswirkungen auf die Umgebung dieser Naturschutzgebiete.

Das sechste Neubauvorhaben des NEP in Schleswig-Holstein, P476/M824 von Heide in den Raum Pöschendorf soll laut NEP die Übertragungskapazität innerhalb Schleswig-Holsteins erhöhen. Abgesehen davon, dass Mensch und Natur in diesem Raum aktuell schon durch eine massive Ansammlung von Windkraftanlagen belastet werden, stellt sich die Frage nach der Erforderlichkeit dieser Maßnahme. Die Landesregierung plant ja gerade im Raum Heide mit Northvolt die Ansiedlung einer stromintensiven Batterieindustrie. Auch durch Ansiedlung von Elektrolyseuren möchte die Landesregierung die zusätzlich anfallenden EE-Strommengen im großen Stil selbst verbrauchen. Vernunftkraft Schleswig-Holstein erwartet, dass diese geplanten landesinternen Strombedarfe viel stärker bei der Bewertung der Erforderlichkeit von neuen Höchstspannungsleitungen berücksichtigt werden, um gigantische Fehlinvestitionen zu vermeiden. Wir sehen es aktuell viel dringlicher an, die Verteilnetze im Land zu ertüchtigen und eine wirkungsvolle Stromspeicherinfrastruktur aufzubauen.

Fazit:

Vernunftkraft Schleswig-Holstein e.V. lehnt diesen, zwar als Fleißarbeit und mit beträchtlichem technischem Sachverstand erstellten Entwurf ab, da er in wesentlichen Aspekten der professionellen Fortschreibung eines Großprojektes nicht gerecht wird. Die System- und Versorgungssicherheit ist mit den in diesem Papier vorgestellten Methoden nach eigenem Eingeständnis der Bundesnetzagentur nicht zu erreichen. Eine dem Industriestandort Deutschland angemessene grundlasttaugliche Versorgung wird nicht mehr angestrebt. Der NEP 2037/2045 vermittelt den Eindruck eines technologischen Rückschritts bezüglich der Versorgungssicherheit und einer bezahlbaren Energieversorgung!

[cid:image001.png@01D6D261.A82620A0]



19.11.2023

Stellungnahme zum Entwurf Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023

Gesamtkonzept des NEP

Der NEP führt auf Seite 46 aus (Zitat):

„Die Aufgabe des NEP ist es nicht, die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit und die Existenz notwendiger Investitionsanreize im Zeitverlauf zu bewerten. Es wird im Szenariorahmen nicht (!) sichergestellt, dass der angenommene Kraftwerkspark und die zur Verfügung stehenden Flexibilitätsoptionen in allen Szenarien ausreichen, um die Last in jeder Stunde zu decken.“

Das ist ein wesentlicher Systembruch zur bisher im deutschen Versorgungsgebiet verfolgten Devise einer unterbrechungsfreien Versorgung an 365 Tagen des Jahres. Der Hinweis auf Seite 23, Absatz 2, die zukünftige Verbrauchskulisse müsse sich mit Hilfe mehr oder weniger smarterer oder marktorientierter Lösungen der Erzeugungssituation anpassen, gleicht eher der Mangelverwaltung eines Dritte-Welt-Landes, denn einer für einen im internationalen Wettbewerb stehenden Industriestandort notwendigen 365/24/7 durchgängigen Versorgung mit Strom. Die unmittelbare Reaktion energieintensiver Teile der deutschen Industrie auf diese Art der kosten- und mengenbasierten Restriktionen der zukünftigen Energiepolitik ist bereits durch Investitionsverlagerungen ins Ausland erfolgt.

Dies wird durch den jüngsten IW-Bericht in eindrucksvoller Weise bestätigt. Insofern sind die von der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH für das Jahr 2045 im NEP beschriebenen und benötigten Lastmanagementpotentiale (DSM) von bis zu

4 GW gar nicht mehr erforderlich, da diese energieintensiven Betriebe bereits aus Deutschland abgewandert sind.

Die auf Seite 39 des NEP berechnete Leistung der Batteriespeicher mit 2kWh/kW im Jahr 2045 mit einem Mittel von 150 GW reicht mit 300 GWh gerade einmal für 10% der notwendigen Energie, die für den Tagesverbrauch von ca. 3 TWh Deutschlands im Jahr 2045 bei Dunkelflaute benötigt werden! Damit wären 2,7 TWh bei Dunkelflaute ungedeckt.

Nimmt man die auf Seite 25 für das Jahr 2045 als Reserveleistung definierten Erzeugungseinheiten aus Erdgas/Wasserstoff, Biomasse, Wasserkraft und sonstige regenerative Erzeugung als grundlastfähige Erzeuger hinzu, ergibt sich eine Gesamtleistung von 42,9 GW. Aus dem w.o. errechneten Defizit von 2,7 TWh/Tag ergibt sich allerdings eine erforderliche Durchschnittsleistung von 112,5 GW.

Die ermittelte Akkukapazität reicht also entweder für lediglich 2 Stunden einer Dunkelflaute, die erfahrungsgemäß auch wesentlich länger dauern kann oder es müssen leistungsfähige Konnektoren verfügbar sein, die aus dem europäischen Verbundnetz die Differenzleistung von etwa 70 GW zwischen 42,9 GW Reserveleistung und 112,5 GW Leistungsbedarf bereitstellen. Der Hinweis in Abb. 3, Seite 24, der eine Interkonnektorleistung von 50 GW in allen Szenarien unterstellt, wird daher nicht ausreichen.

Ist das bereits Ausdruck der Mangelverwaltung? Ist mit diesem Szenario die Systemstabilität des europäischen und insbesondere des deutschen Verbundnetzes überhaupt zu gewährleisten? Da dieser Tatbestand bereits bei vorherigen NEPs in früheren Konsultationsrunden von mehreren wissenschaftlichen Institutionen aufgezeigt wurde, wird der Systemstabilität von der BNetzA offenbar ein nachrangiges Interesse entgegengebracht. Auch das eingangs erwähnte Zitat „der nicht zu garantierenden Versorgungssicherheit“ ist eine Bankrotterklärung, die es in dieser Form für ein zivilisiertes europäisches Industrieland bisher nicht gegeben hat. Ob mit den im NEP vorgestellten Maßnahmen eine Übertragung gesicherter Erzeugungsleistung bei großflächiger, europaweiter kalter Dunkelflaute und bei gleichzeitiger Wahrung des (n-1)-Kriteriums gewährleistet ist, wird an keiner Stelle des Papiers nachgewiesen.

Ob Deutschlands europäische Nachbarn überhaupt bereit sind, diese Leistung und die notwendige Energie in Zeiten einer meist europaweiten und mehrtägigen kalten Dunkelflaute zu bezahlbaren Preisen zur Verfügung zu stellen, ist eher unwahrscheinlich. Fraglich ist zudem, ob diese Länder darüber hinaus willens sind, derartige, nur wenige Stunden benötigte Überkapazitäten lediglich zur Stützung des deutschen Verbrauchs zu investieren und vorzuhalten. Völlig außer Acht gelassen wird die Frage, ob Deutschland im Falle einer solchen europaweiten Versorgungsunterdeckung auch zu derartigen Lieferungen in hinreichender Größenordnung an seine europäischen Partner in der Lage ist. Ist das der indirekte Hinweis darauf, dass Deutschland aufgrund seiner bis 2045 anvisierten Erzeugungsstruktur überhaupt nicht in der Lage sein wird, diesen Verpflichtungen aus den ENTSO-E-Verträgen nachzukommen? Ein Zitat aus der Homepage des BMWK nährt diesen Verdacht (Zitat):

„Weiterhin werden durch den Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber, ENTSO-E, die Netzausbaupläne in den Mitgliedstaaten unverbindlich(!) koordiniert.

Aus dieser „unverbindlichen“ Verpflichtung leitet die BNetzA offenbar die Vernachlässigung des vorzuhaltenden Leistungs- und Energieangebots ab, dass sich aus o.g. Berechnungen z.Zt. auf mindestens 20 GW im Leistungsbereich der Interkonnektoren aufsummiert.

Auf den Umstand der Unterdeckung im Leistungs- und Energiebereich weist auch die Studie der e.venture vom April 2023 hin, wenn sie ausführt (Zitat):

Wenn in Deutschland der Strom knapp ist, dann wird er es auch in Frankreich, Polen und Tschechien sein. Unter Berücksichtigung der abschaltbaren Lasten sowie der Importe könnte die Spitzen-Defizitlast von 120 GW auf 75 GW reduziert werden...

D.h. auch diese Studie stellt ein erhebliches Defizit in der Leistungsbilanz von 70 GW um das Jahr 2040 fest, dass durch keinerlei Maßnahmen im NEP gedeckt ist. Das immer wieder vorgebrachte Argument, man müsse nur die Anzahl der EE erhöhen und das Netz weiter ausbauen, wird auch von dieser Studie als unwirtschaftlich verworfen (Zitat):

Bei einer weiteren Erhöhung der Erneuerbaren Erzeugungskapazität über 100% bilanzieller Bedarfsdeckung hinaus, nimmt der Grenznutzen rasch ab.

Mit anderen Worten: der weitere Ausbau der Erneuerbaren schafft dann nur noch Erzeugungseinheiten, die ohne Dauersubventionierung nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Das gesamte System der deutschen Energieversorgung besteht dann aus Einheiten, die entweder überlastet, unterlastet oder die meiste Zeit still stehen!

Zum wiederholten Mal stellt sich daher die Frage, ob es jemals technologisch sinnvoll und verantwortbar war und ist, die CO₂-freie Kernenergie als Alternative lediglich auf Verlangen einer Partei mit einem Wähleranteil von z.Zt. nur etwa 10% in Deutschland zur zeitlich unbegrenzten Alleinlösung zu erklären. Die im NEP 2037/2045 vorgestellten Szenarien würden sich drastisch ändern und erheblich verbilligen, wenn die bereits weitgehend abgeschriebenen und erst kürzlich abgeschalteten Kernkraftwerke mit ihrer grundlastfähigen Versorgung im Netz verblieben. Der Umbau des Netzes, in dem die Windparks und PV-Flächenanlagen fern von den Industrie- und Ballungszentren, also verbraucherfern angeschlossen sind, erfordert einen hohen finanziellen Aufwand. Aufgrund der Volatilität der Einspeisung von Wind- und PV-Anlagen ist der weitere Ausbau ein ökonomischer Irrweg. Er wird auch nicht dadurch geheilt, dass wie kürzlich bei EnBW geplant und im NEP dargestellt, bei jeder PV-Anlage ein Speicherelement platziert wird.

Dass weder extensiv erweiterte Netze eine Speichermöglichkeit bieten können, noch der geforderte Ausbau der volatilen Erzeugung bei Dunkelflaute mit gerade einmal 5% gesicherter Leistung in Deutschland Systemsicherheit garantiert, sollte auch bei der BNetzA zum anerkannten Basiswissen gehören.

Auch die laufend von der Politik festgeschriebenen verbindlichen Termine für die Stilllegung von Kohle- und Erdgaskraftwerken ohne im gleichen Atemzug für eine gesicherte Reserveleistung einen ausreichenden Ersatz in Form wasserstoffbasierter Gaskraftwerke zu sorgen, spricht nicht für eine krisenorientierte Betrachtungsweise. Der Weg zu bezahlbarer und sicherer Energie wird lediglich durch weitgehenden

Verzicht auf ideologisch motivierte Erlösungsphantasien und romantisch verklärtes Gutmenschentum erreicht.

In diesem Zusammenhang verwundert der auf Seite 64 eher schamhafte Hinweis auf die niedrigen Grenzkosten der Kernenergie z.B. in französischen Kernkraftwerken (Zitat):

So tragen in Frankreich sowohl die niedrigen Grenzkosten der Stromerzeugung aus Kernenergie(!), die 2045 etwa ein Viertel der inländischen Stromerzeugung ausmacht, als auch die Kombination mit Wasserkraftwerken, Windenergie und Photovoltaik zu einem hohen Exportsaldo bei.

Soll diese Bemerkung darauf hinweisen, dass Deutschland einen völlig falschen Weg der Dekarbonisierung eingeschlagen hat? Dies wird nur wenige Sätze weiter auf der selben Seite 64 bestätigt (Zitat):

*Der europäische Vergleich zeigt, dass Deutschland in allen Szenarien absolut den höchsten Importbedarf aufweist. Unter anderem ist dies auf den im Vergleich zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hohen Stromverbrauch in Deutschland zurückzuführen. Eine weitere Erklärung ist, dass der thermische Kraftwerkspark in Deutschland in allen Szenarien überwiegend aus Gasturbinen besteht. Diese weisen un-
abhängig vom eingesetzten Brennstoff vergleichsweise hohe variable Kosten auf.*

Ein weiteres Beispiel dieser ideologisch motivierten Fehlplanung folgt auf Seite 81, (Zitat):

In der Stunde des höchsten Überschusses an Stromerzeugung erneuerbarer Energien werden in allen Szenarien jeweils deutlich über 200 GW an Einspeisung aus Windenergie und Photovoltaik eingesenkt.

Hier zeigt sich in einem einzigen Satz der Irrsinn der alleinigen Ausrichtung der Energiewende auf die Erzeugung aus volatilem Wind und Photovoltaik. Bei einer installierten Gesamtleistung von reichlich 400 GW müssen zu Spitzenzeiten bis zu 50% dieser Leistung „eingesenkt“ werden, was nur ein verniedlichender Ausdruck für

Abschaltung ist! Gleichwohl muss der Verbraucher auch für diese nicht nutzbare Leistung zahlen.

Demgegenüber ist die Kernenergie und ihre technologische Fortentwicklung in Gestalt der SMR eine der Erzeugungsquellen mit den geringsten CO₂-Emissionen, einem geringen Flächenbedarf im Verhältnis zur installierten Leistung und einer optimalen Anpassung der Erzeugung an den prognostizierten Verbrauch. Darüber hinaus kann diese neue SMR-Technologie sowohl für die Strom- als auch für die Wärmeerzeugung eingesetzt werden und damit sehr flexibel auf die Bedürfnisse energieintensiver Bezirke und Gebiete reagieren.

Auch der ewige verharmlosende Hinweis, 2 % der Landesfläche sei hinreichend für die Erzeugungsfunktion „Wind-Onshore“, ist mittlerweile Makulatur. In Schleswig-Holstein ist längst die Zielmarke „3%“ ausgegeben. Aus Tabelle 1, Seite 25, geht eine Steigerung der noch zu installierenden Onshore-Wind-Leistung von 56,1 GW auf 180 GW, also mehr als eine Verdreifachung hervor. Wo die dafür notwendigen Areale ohne empfindliche Einbußen an anderen Schutzgütern gefunden werden sollen, bleibt wohlweislich das Geheimnis dieses NEP.

Insgesamt mangelt es dem NEP-Entwurf an einer finanziellen Bewertung der vorgestellten Alternativen A, B und C in ihrer Gesamtheit einschließlich der Erzeugungsseite. Obwohl dies zwar bereits auf Seite 46 (s.o.) eingeräumt und nicht als primäres Ziel dieses NEP dargestellt wird, ist es aus Sicht von Vernunftkraft Schleswig-Holstein e.V. dringend notwendig, durch eine Budgetierung die langfristigen finanziellen Folgen dieses Generationenprojekts transparent abzubilden. Da sich die Fertigstellung der sog. „Energiewende“ seit Beginn in den späten 90-iger Jahren mindestens über 12 Legislaturperioden hinzieht, besteht die unmittelbare Gefahr einer intransparenten Darstellung und Verharmlosung der zu erwartenden Kosten nach der jeweils vorherrschenden politischen Konstellation. Die bisher immer wieder verbreiteten Phrasen der Politik, diese sog. Energiewende werde zu „fairen Preisen und bezahlbarer Energieversorgung“ führen, werden auch durch die Darlegungen in diesem NEP nicht glaubhafter.

Eine seriöse Aussage zu diesen „fairen Preisen und bezahlbarer Energieversorgung“ ist doch nur möglich, wenn sämtliche Investitionskosten der Erzeugung, des Transports, der Speicherung und Wiederverstromung bekannt sind und sich einem

marktwirtschaftlichen Stresstest unterwerfen. Die von grünen Parteigängern verbreitete Mär der monatlichen Verteuerung um wenige Eiskugeln hat sich schon nach wenigen Jahren als Illusion entpuppt. Eine gegenwärtig diskutierte Dauersubventionierung des Strompreises aus Steuergeldern, um gewisse Industrien im Land zu halten, ist nicht nur Beweis für diese Fehleinschätzung sondern ein Armutszeugnis der gegenwärtigen Wirtschaftspolitik!

Z.B. werden erstmals ab Seite 122 Finanzvolumina für den Offshore-Netzausbaubedarf aufgelistet. Dem gegenüber werden für den Onshore Netzausbau auf Seite 132 bereits beträchtliche Preissteigerungen zwischen zwei Konsultationsrunden festgestellt (Zitat):

Gegenüber dem ersten Entwurf des NEP 2037 / 2045 (2023) sind im zweiten Entwurf des NEP die Investitionskosten um ca. 12,5 Mrd. EUR angestiegen.

Dieser Satz bezieht sich auf einen geschätzten Bedarf von 94 Milliarden Euro alleine für den Onshore-Netzausbau und bedeutet innerhalb eines Jahres immerhin 13,3% Steigerung. Falls alle in diesem NEP genannten Investitionen mit einer derart unterjährigen Teuerungsrate behaftet sind, dürfte bei einer Laufzeit bis 2045 manche teure Überraschung zu erwarten sein. Der Bundesrechnungshof hatte daher das BMWi zuletzt im Bericht vom 28.10.2018 aufgefordert, dem Projekt „Energiewende“ ein Kostenbudget und ein begleitendes Controlling zuzuordnen, wie dies bei professionellen Projekten zwingend der Regelfall ist (Zitat):

Der Bundesrechnungshof fordert,

- dass die Bundesregierung die Ziele Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit quantifiziert,
- das BMWi nur solche Indikatoren nutzt, die Steuerungswirkung entfalten können,
- das BMWi die Kosten der Energiewende mit angemessenem Aufwand möglichst vollständig transparent macht,
- das BMWi durchgängig an den Zielen der Energiewende ausgerichtete Steuerungsinstrumente nutzt,
- das BMWi prüft, inwieweit es effektivere Steuerungsmechanismen, wie insbesondere die CO₂-Bepreisung, als weiteres Instrument des Anreizes zur Umsetzung der Energiewende nutzen kann.

Aus den Ausführungen dieses NEP geht nicht hervor, dass eine der o.g. Empfehlungen weder im BMWi noch im derzeitigen BMWK umgesetzt wurde.

Wenn es also seit Beginn der Ampelkoalition im „öffentlichen Interesse“ ist, diese Energiewende zum Erfolg zu führen, hat die adressierte Öffentlichkeit auch Anspruch auf effizienten Einsatz ihrer Steuergelder und die in Aussicht gestellte „bezahlbare“ Energie. Bisher ist keines dieser Ziele dem NEP 2037/2045 zu entnehmen!

Nicht zuletzt gemahnt das Urteil des Bundesverfassungsgerichts vom 15.11.2023 bezüglich der Verwendung der Gelder im KTF zu einer sehr restriktiven Ausgestaltung des Staatshaushalts. Das ideologiegetriebene Abschalten funktionstüchtiger Kraftwerke, verbunden mit milliardenschweren Abschreibungen und der gleichzeitige Aubau einer zwangsläufig überdimensionierten Ersatzstruktur, wie sie im vorliegenden NEP beschrieben wird, ist nicht mehr zeitgemäß. Sie bedarf dringend einer Überarbeitung unter Einbeziehung sämtlicher zur Verfügung stehender Energieerzeugungsfazilitäten!

Bewertung der Netz-Neubauvorhaben des NEP in Schleswig-Holstein

Schleswig-Holstein hat bereits jetzt eine der höchsten Belastungen durch Hochspannungsleitungen pro km² Fläche im Vergleich zu anderen Bundesländern. Mit der Westküstenleitung, der Mittelachse und der in Planfeststellung befindlichen Ostküstenleitung wird das Land mehrfach in Nord-Süd-Richtung zerschnitten. Daneben hat SH die mit Abstand höchste Belastung aller Bundesländer mit Windkraftanlagen. Einen weiteren Zubau mit Höchstspannungsleitungen ist aus Gründen von Landschafts- und Naturschutz abzulehnen. Ausnahmen müssten besonders gut begründet werden.

Dennoch sind im aktuellen NEP gleich 6 Neubauvorhaben in Schleswig-Holstein vorgesehen. Dabei zerschneiden die geplanten HGÜ-Vorhaben DC31 und DC32 sowie das 380 kV-Neuvorhaben P71 das Bundesland nun auch in West-Ost Richtung. Offensichtlich soll Schleswig-Holstein vollständig zum Transitland sowohl für Überschussstrom aus Dänemark, als auch für Offshore-Strom aus der Nordsee degradiert werden. Die Vorhaben DC31 und DC32 dienen keinesfalls der Versorgungssicherheit des Bundeslands, sondern werden offensichtlich zur Ableitung des überschüssigen Offshore-Stroms geplant. Umso unsinniger ist dessen Weiterleitung in das strukturschwache Mecklenburg-Vorpommern anstatt in die Wirtschaftszentren im Westen und Süden des Landes z.B. über die geplante Südlink-Trasse. Vernunftkraft Schleswig-Holstein lehnt diese Leitungen daher entscheiden ab.

Völlig unerklärlich ist die Aufnahme einer weiteren 380 kV-Leitung von Kiel nach Göhl (P71) in Ostholstein, die angeblich der Versorgungssicherheit im Land dienen soll. Bereits die in Planfeststellung befindliche 380 kV-Ostküstenleitung ist deutlich überdimensioniert und bedarf keiner weiteren Entlastung. Es ist ziemlich offensichtlich, dass diese Leitung lediglich die freien Kapazitäten der Ostküstenleitung nutzen soll, um den Überschussstrom aus Dänemark abzuleiten und damit die Mittelachse zu entlasten, sobald die volle, europarechtlich vorgeschriebene Verbindung zum dänischen Stromnetz hergestellt ist.

Das vorgeschobene Argument, dass diese Leitung wegen eines prognostizierten starken Ausbaus erneuerbarer Energien im östlichen Schleswig-Holstein

(insbesondere Photovoltaik im Raum Plön) erforderlich sei, ist schlicht unzutreffend. Zum einen bietet die Ostküstenleitung genügend Reserven, um wesentlich mehr EE-Strom aufzunehmen. Zum anderen erhöht auch ein starker Photovoltaik-Zubau nicht signifikant den Bedarf an erhöhter Übertragungskapazität. Hierzu wird auf das vom Land SH beauftragte „Gutachten zum Photovoltaik- und Solarthermie-Ausbau in Schleswig-Holstein“ vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme vom 1.10.2021 verwiesen. Das Gutachten hat sich erstmals mit der Gleichzeitigkeit der Einspeisung von Wind- und Solarstrom befasst (ab S. 94). Dafür wurde auf verfügbare Detaildaten aus Dänemark zurückgegriffen. Auf S. 96 ff heißt es dazu:

„Es wird ersichtlich, dass auch die gemeinsame PV- und WEA-Einspeiseleistung zu keinem Zeitpunkt im Jahr eine Einspeisung oberhalb der installierten Windkapazität aufweist. Eine genauere Betrachtung zeigt, dass bei Einspeisungsleistungen von Wind- und PV-Anlagen, die eine größere Leistung als 70% der installierten Windkapazität haben, PV-Anlagen lediglich einen maximalen relativen Anteil an der gemeinsamen Einspeisung von 10% aufweisen. In Windflauten kann der relative Anteil der PV-Anlagen an der gemeinsamen Einspeiseleistung aber bis zu 74% betragen. Der höchste Anteil der solaren Leistung in Prozentpunkten an der installierten Windkapazität liegt bei 11%.“

und

„Es zeigt sich, dass selbst wenn die Einspeiseleistung von PV-Anlagen fünfmal so groß wäre wie heute, das 95%-Quantil der gemeinsamen Einspeiseleistung aus PV- und WEA (95% aller Einspeisewerte liegen unter diesem Wert) nicht die maximale alleinige Windeinspeiseleistung überschreitet“

Das Vorhaben P71 ist daher schlicht nicht erforderlich und wäre auch aus Gründen des Landschafts- und Naturschutzes gar nicht umsetzbar. Laut der bisher bekannten Trassenplanung der Kartenskizze im NEP-Entwurf würde die Leitung gleich zwei Landschaftsschutzgebiete queren (LSG Holsteinische Schweiz und LSG „Bungsberg mit Vorland“). In beiden Schutzgebieten ist die Errichtung von oberirdischen Leitungen verboten. Ausnahmevoraussetzungen sind hier auch nicht erkennbar. Außerdem läge diese neue Leitung von Kiel nach Göhl quer zum international bedeutsamen Vogelflugkorridor von Dänemark. Gerade im Raum Göhl und in der

Querung des nordwestlichen Oldenburger Grabens wäre diese Barriere höchst problematisch. Das Projekt wurde vor 10 Jahren schon einmal im NEP-Entwurf vorgeschlagen, aber damals aus guten Gründen wieder verworfen.

Zudem ist im aktuellen NEP-Entwurf auch das Projekt P227 (M468) enthalten. Es sieht einen Leitungsneubau zwischen dem Umspannwerk Lübeck/West (Stockelsdorf) und einem (neu zu errichtenden) Umspannwerk im Suchraum der Ämter Büchen/Breitenfelde/

Schwarzenbeck-Land vor. Diese Leitung würde den Großraum Lübeck zusätzlich extrem stark belasten, insbesondere die Gemeinde Stockelsdorf, und auch die sensiblen Naturräume westlich des Ratzeburger Sees und des Schaalsees gefährden.

Auch die geplante Maßnahme P84/M368 hat erhebliche Auswirkungen auf die Umgebung dieser Naturschutzgebiete.

Das sechste Neubauvorhaben des NEP in Schleswig-Holstein, P476/M824 von Heide in den Raum Pöschendorf soll laut NEP die Übertragungskapazität innerhalb Schleswig-Holsteins erhöhen. Abgesehen davon, dass Mensch und Natur in diesem Raum aktuell schon durch eine massive Ansammlung von Windkraftanlagen belastet werden, stellt sich die Frage nach der Erforderlichkeit dieser Maßnahme. Die Landesregierung plant ja gerade im Raum Heide mit Northvolt die Ansiedlung einer stromintensiven Batterieindustrie. Auch durch Ansiedlung von Elektrolyseuren möchte die Landesregierung die zusätzlich anfallenden EE-Strommengen im großen Stil selbst verbrauchen. Vernunftkraft Schleswig-Holstein erwartet, dass diese geplanten landesinternen Strombedarfe viel stärker bei der Bewertung der Erforderlichkeit von neuen Höchstspannungsleitungen berücksichtigt werden, um gigantische Fehlinvestitionen zu vermeiden. Wir sehen es aktuell viel dringlicher an, die Verteilnetze im Land zu ertüchtigen und eine wirkungsvolle Stromspeicherinfrastruktur aufzubauen.

Fazit:

Vernunftkraft Schleswig-Holstein e.V. lehnt diesen, zwar als Fleißarbeit und mit beträchtlichem technischem Sachverstand erstellten Entwurf ab, da er in wesentlichen Aspekten der professionellen Fortschreibung eines Großprojektes nicht

gerecht wird. Die System- und Versorgungssicherheit ist mit den in diesem Papier vorgestellten Methoden nach eigenem Eingeständnis der Bundesnetzagentur nicht zu erreichen. Eine dem Industriestandort Deutschland angemessene grundlasttaugliche Versorgung wird nicht mehr angestrebt. Der NEP 2037/2045 vermittelt den Eindruck eines technologischen Rückschritts bezüglich der Versorgungssicherheit und einer bezahlbaren Energieversorgung!



700071

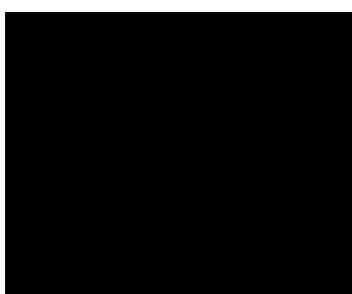
Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700071
Eingangsdatum: 19.11.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:

Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:



Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 2

Stellungnahme:

Liebe Kolleginnen und Kollegen,

ich bitte um Übernahme der folgenden im Verbraucherservice Energie eingegangenen Anfrage. Eine Eingangsbestätigung wurde nicht versandt.

Mit freundlichen Grüßen

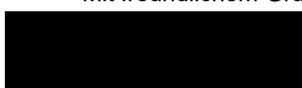
Verbraucherservice Energie
(bei Rückfragen wenden Sie sich bitte an Alfred Wiedemann (Augs64-1e))



Betreff: Stellungnahme des Aktionsbündnisses Naturraum Holtkamp-Ströhen zum Entwurf des NEP

Sehr geehrte Damen und Herren,
wir fordern sie auf, bei der Planung des Zielnetzes, Planungen auf der grünen Wiese abzulehnen und die Anbindung an bestehende Anlagen sowie die Verwendung schon verwendeter Flächen zu fordern, um dem Flächenverbrauch keinen Vorschub zu leisten.

Mit freundlichem Gruß



An die Bundesnetzagentur

Tulpenfeld 4, 53113 Bonn
Postfach 80 01, 53105 Bonn

Telefon 0228 14 - 0
Fax 0228 14 – 8872

E-Mail: info@bnetza.de

Bielefeld, den 19.11.2023

Stellungnahme zum Projekt P410 Phasenschiebertransformatoren in Ostwestfalen

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir bitten um eine Überprüfung des Projektes P410 im jetzigen NEP 2037/2045.

Im Umsetzungsbericht des NEP (2030) des Jahres 2019 war dieses Projekt unter der gleichen Bezeichnung P 410 als „Querregeltransformatoren in Enniger“ zwecks Netzoptimierung aufgeführt. Der NEP (2035) von 2021 enthielt genau das gleiche Projekt mit wenigen Ergänzungen. Die Fertigstellung war für 2025 anvisiert.

Nun erscheint unter P410 im NEP des Jahres 2023 dieses Projekt aber als Phasenschiebertransformatoren Ostwestfalen und notwendige Ad-hoc-Maßnahme, nachdem aber in den Jahren vorher nichts geschehen ist und anscheinend auch kein Planungsbedarf bestand. Denn auch wenn in 2019 der Zeitpunkt noch früh war, so hätte in 2021 zumindest eine Anfrage oder kurze Meldung an die Stadt Ennigerloh oder die Betreiber des Umspannwerkes, an dem die Anlage ja geplant war, vorliegen müssen. Tatsächlich erschien der Phasenschiebertransformator nur einmalig in der Presse im Jahr 2020, kurz nach der Fertigstellung der Leitung zwischen Hessel und Gütersloh.

Nun haben sich in der Zeit seit 2019 einige Entwicklungen auf dem Strom-/Energiemarkt angebahnt, die die Übertragungsnetzbetreiber möglicherweise zum Teil vorhergesehen haben, und an die sie sich in ihrer Planung sowohl angepasst, als sie auch aktiv mitgestaltet haben. Nicht nur hat sich der geplante Netzausbau vervielfacht und die Art der Energieerzeugung verändert. Auch kleine Lösungen zur Netzoptimierung sind schnell und unkompliziert durchgeführt worden.

Ich gehe im Folgenden auf einige der Änderungen ein und formuliere anschließend meine Fragen an Sie als zuständige Institution nach dem BIG.

1. In Hamm wurde z.B. 2022 der Generator des dortigen Kraftwerkes als Phasenschiebertransformator in Betrieb genommen.

Bitte geben Sie Auskunft, inwieweit diese kurzfristig in Betrieb genommene Anlage Auswirkungen auch auf das Netz nach Gütersloh hat und inwiefern diese aktuell laufende Maßnahme die Wirkweise einer Anlage in Enniger beeinflussen würde. Bitte geben Sie auch Auskunft darüber, ab welchem Zeitpunkt der Betrieb in Hamm absehbar war, für wie lange der Betrieb in Hamm geplant ist und ob evtl. Folgeprojekte erkennbar sind, sofern Sie davon Kenntnis haben.

2. Die Planungen von Hessel bis Wehrendorf sind von Amprion vorgelegt und z.T. genehmigt worden, darunter auch zahlreiche Erdverkabelungsabschnitte.

Bitte geben Sie auch Auskunft, inwieweit die mittlerweile geklärte spezifische Ausgestaltung (auch die Teilerdverkabelung) der 380 kV-Leitung zwischen Wehrendorf und Gütersloh sich auf das nun gewählte Netz auswirkt und ob ein Zusammenhang zwischen der Ad-hoc-Maßnahme und diesem Netzausbau vorliegt.

3. Amprion und Siemens Energy haben 2021 neuartige Phasenschiebertransformatoren entwickelt.

Bitte geben Sie Auskunft, inwieweit z.B. technische Entwicklungen – hier die von Amprion und Siemens Energy entwickelten Phasenschiebertransformatoren - auf die Neuplanung Amprions Einfluss haben könnten.

Fazit:

Angesichts der Tatsache, dass sich, wie ausgeführt, deutschlandweit, aber auch in der betroffenen Region und auf dem betroffenen Netz starke Veränderungen ergeben haben, **widersprechen wir der Einordnung der Phasenschiebertransformatoren in Ostwestfalen als Projekt „P410“**. Auch wenn beide Maßnahmen eine Netzoptimierung zum Ziel haben, so liegen doch sehr unterschiedliche Ausgangssituationen vor.

Details in der Projekt-Beschreibung sind im Übrigen schlichtweg falsch: Es handelt sich beim betroffenen Bereich Ostwestfalens im Gegensatz zum Münsterland, in dem Enniger liegt, nicht um eine ländliche geprägte Region – im Bereich Bielefeld, Gütersloh und Halle (Westf.) sind die freien Flächen rar geworden. Der Ausbau von Windenergie ist in diesem Bereich daher stark eingeschränkt – im Gegensatz zum östlichen und südlichen Ostwestfalen, wo das Netz jedoch Tennet gehört.

Nicht vergleichbar sind die beiden Projekte auch darin, dass es sich beim vorigen Projekt um eine Anlage an einem bereits benannten Standort (Standort Enniger) handelt, wogegen Amprion für die neu geplante Anlage nur Suchräume herausgegeben haben. Die Formulierung auf S. 700 „an einem neuen Anlagenstandort“ (unbestimmter Artikel) lässt die Vermutung zu, dass Amprion in diesem Netzbereich generell einen neuen Standort für Anlagen sucht (und evtl. auch weiteren Platz für weitere Bedarfe mit einkalkuliert hat).

Eine „Umfirmierung“ des ursprünglichen Projektes, das im Einzelnen auf ganz andere Voraussetzungen reagierte, zum jetzigen Projekt ist in keiner Weise korrekt. Es handelt sich vielmehr um ein komplett neues Vorhaben. Wir fordern die Bundesnetzagentur auf, das Projekt an den Übertragungsnetzbetreiber Amprion zurückzugeben und eine Überarbeitung des Projektes anzufordern.

Unabhängig von unserer Stellungnahme zum Entwurf des NEP fordern wir die Bundesnetzagentur des Weiteren auf, bei der Planung des Zielnetzes Planungen auf der grünen Wiese abzulehnen und die Anbindung an bestehende Anlagen sowie die Verwendung schon beeinträchtigter Flächen zu fordern, um dem Flächenverbrauch keinen Vorschub zu leisten.

Klimaneutralität bedeutet nicht nur Energiewende, sondern auch Erhalt klimarelevanter Böden und intakter Ökosysteme.

Mit freundlichen Grüßen,





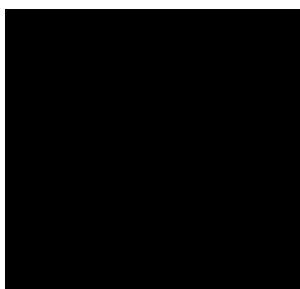
700072

Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700072
Eingangsdatum: 19.11.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:



Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 2

Stellungnahme:

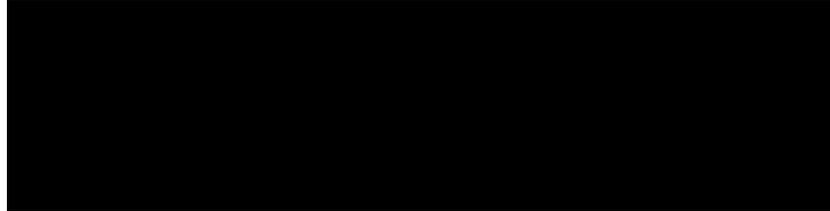
Liebe Kolleginnen und Kollegen,

ich bitte um Übernahme der folgenden im Verbraucherservice Energie eingegangenen Anfrage. Eine Eingangsbestätigung wurde nicht versandt.

Mit freundlichen Grüßen

Verbraucherservice Energie

(bei Rückfragen wenden Sie sich bitte an Alfred Wiedemann (Augs64-1e))



Sehr geehrte Damen und Herren,
wir fordern Sie auf, bei der Planung des Zielnetzes, Planungen auf der grünen Wiese abzulehnen und die Anbindung an bestehende Anlagen sowie die Verwendung schon beeinträchtigter Flächen zu fordern, um dem Flächenverbrauch keinen Vorschub zu leisten. Angesichts der Tatsache, dass sich, wie ausgeführt, deutschlandweit, aber auch in der betroffenen Region und auf dem betroffenen Netz starke Veränderungen ergeben haben, widersprechen wir der Einordnung der Phasenschiebertransformatoren in Ostwestfalen als Projekt „P410“.

Mit freundlichen Grüßen





An die Bundesnetzagentur

Tulpenfeld 4, 53113 Bonn
Postfach 80 01, 53105 Bonn

Telefon 0228 14 - 0
Fax 0228 14 – 8872

E-Mail: info@bnetza.de

Bielefeld, den 19.11.2023

Stellungnahme zum Projekt P410 Phasenschiebertransformatoren in Ostwestfalen

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir bitten um eine Überprüfung des Projektes P410 im jetzigen NEP 2037/2045.

Im Umsetzungsbericht des NEP (2030) des Jahres 2019 war dieses Projekt unter der gleichen Bezeichnung P 410 als „Querregeltransformatoren in Enniger“ zwecks Netzoptimierung aufgeführt. Der NEP (2035) von 2021 enthielt genau das gleiche Projekt mit wenigen Ergänzungen. Die Fertigstellung war für 2025 anvisiert.

Nun erscheint unter P410 im NEP des Jahres 2023 dieses Projekt aber als Phasenschiebertransformatoren Ostwestfalen und notwendige Ad-hoc-Maßnahme, nachdem aber in den Jahren vorher nichts geschehen ist und anscheinend auch kein Planungsbedarf bestand. Denn auch wenn in 2019 der Zeitpunkt noch früh war, so hätte in 2021 zumindest eine Anfrage oder kurze Meldung an die Stadt Ennigerloh oder die Betreiber des Umspannwerkes, an dem die Anlage ja geplant war, vorliegen müssen. Tatsächlich erschien der Phasenschiebertransformator nur einmalig in der Presse im Jahr 2020, kurz nach der Fertigstellung der Leitung zwischen Hessel und Gütersloh.

Nun haben sich in der Zeit seit 2019 einige Entwicklungen auf dem Strom-/Energiemarkt angebahnt, die die Übertragungsnetzbetreiber möglicherweise zum Teil vorhergesehen haben, und an die sie sich in ihrer Planung sowohl angepasst, als sie auch aktiv mitgestaltet haben. Nicht nur hat sich der geplante Netzausbau vervielfacht und die Art der Energieerzeugung verändert. Auch kleine Lösungen zur Netzoptimierung sind schnell und unkompliziert durchgeführt worden.

Ich gehe im Folgenden auf einige der Änderungen ein und formuliere anschließend meine Fragen an Sie als zuständige Institution nach dem BIG.

1. In Hamm wurde z.B. 2022 der Generator des dortigen Kraftwerkes als Phasenschiebertransformator in Betrieb genommen.

Bitte geben Sie Auskunft, inwieweit diese kurzfristig in Betrieb genommene Anlage Auswirkungen auch auf das Netz nach Gütersloh hat und inwiefern diese aktuell laufende Maßnahme die Wirkweise einer Anlage in Enniger beeinflussen würde. Bitte geben Sie auch Auskunft darüber, ab welchem Zeitpunkt der Betrieb in Hamm absehbar war, für wie lange der Betrieb in Hamm geplant ist und ob evtl. Folgeprojekte erkennbar sind, sofern Sie davon Kenntnis haben.

2. Die Planungen von Hessel bis Wehrendorf sind von Amprion vorgelegt und z.T. genehmigt worden, darunter auch zahlreiche Erdverkabelungsabschnitte.

Bitte geben Sie auch Auskunft, inwieweit die mittlerweile geklärte spezifische Ausgestaltung (auch die Teilerdverkabelung) der 380 kV-Leitung zwischen Wehrendorf und Gütersloh sich auf das nun gewählte Netz auswirkt und ob ein Zusammenhang zwischen der Ad-hoc-Maßnahme und diesem Netzausbau vorliegt.

3. Amprion und Siemens Energy haben 2021 neuartige Phasenschiebertransformatoren entwickelt.

Bitte geben Sie Auskunft, inwieweit z.B. technische Entwicklungen – hier die von Amprion und Siemens Energy entwickelten Phasenschiebertransformatoren - auf die Neuplanung Amprions Einfluss haben könnten.

Fazit:

Angesichts der Tatsache, dass sich, wie ausgeführt, deutschlandweit, aber auch in der betroffenen Region und auf dem betroffenen Netz starke Veränderungen ergeben haben, **widersprechen wir der Einordnung der Phasenschiebertransformatoren in Ostwestfalen als Projekt „P410“**. Auch wenn beide Maßnahmen eine Netzoptimierung zum Ziel haben, so liegen doch sehr unterschiedliche Ausgangssituationen vor.

Details in der Projekt-Beschreibung sind im Übrigen schlichtweg falsch: Es handelt sich beim betroffenen Bereich Ostwestfalens im Gegensatz zum Münsterland, in dem Enniger liegt, nicht um eine ländliche geprägte Region – im Bereich Bielefeld, Gütersloh und Halle (Westf.) sind die freien Flächen rar geworden. Der Ausbau von Windenergie ist in diesem Bereich daher stark eingeschränkt – im Gegensatz zum östlichen und südlichen Ostwestfalen, wo das Netz jedoch Tennet gehört.

Nicht vergleichbar sind die beiden Projekte auch darin, dass es sich beim vorigen Projekt um eine Anlage an einem bereits benannten Standort (Standort Enniger) handelt, wogegen Amprion für die neu geplante Anlage nur Suchräume herausgegeben haben. Die Formulierung auf S. 700 „an einem neuen Anlagenstandort“ (unbestimmter Artikel) lässt die Vermutung zu, dass Amprion in diesem Netzbereich generell einen neuen Standort für Anlagen sucht (und evtl. auch weiteren Platz für weitere Bedarfe mit einkalkuliert hat).

Eine „Umfirmierung“ des ursprünglichen Projektes, das im Einzelnen auf ganz andere Voraussetzungen reagierte, zum jetzigen Projekt ist in keiner Weise korrekt. Es handelt sich vielmehr um ein komplett neues Vorhaben. Wir fordern die Bundesnetzagentur auf, das Projekt an den Übertragungsnetzbetreiber Amprion zurückzugeben und eine Überarbeitung des Projektes anzufordern.

Unabhängig von unserer Stellungnahme zum Entwurf des NEP fordern wir die Bundesnetzagentur des Weiteren auf, bei der Planung des Zielnetzes Planungen auf der grünen Wiese abzulehnen und die Anbindung an bestehende Anlagen sowie die Verwendung schon beeinträchtigter Flächen zu fordern, um dem Flächenverbrauch keinen Vorschub zu leisten.

Klimaneutralität bedeutet nicht nur Energiewende, sondern auch Erhalt klimarelevanter Böden und intakter Ökosysteme.

Mit freundlichen Grüßen,





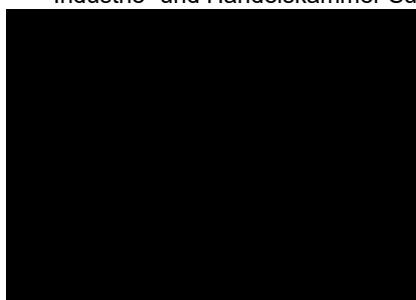
700073

Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700073
Eingangsdatum: 20.11.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Industrie- und Handelskammer Südthüringen
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:



Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

anbei sende ich Ihnen die Stellungnahme der IHK Südthüringen zum NEP Strom 2023-2037/2045 mit der Bitte um Beachtung.

Mit freundlichen Grüßen



Referentin Umwelt und Energie
Innovation und Umwelt | International

[IHK Logo]<<https://www.suhl.ihk.de/>>

Industrie- und Handelskammer Südthüringen
Hauptgeschäftsstelle
Bahnhofstraße 4 – 8 • 98527 Suhl



Kennen Sie schon unseren Ratgeber-Newsletter?
Einfach hier anmelden!<<https://www.suhl.ihk.de/mediathek/ratgeber-newsletter>>

[IHK Südthüringen]<<https://www.ihk-suhl.de/signatur-banner/>>

Wir verarbeiten Ihre personenbezogenen Daten ausschließlich im Rahmen der gesetzlichen Bestimmungen.

Weitere Informationen zum Datenschutz finden Sie unter
www.suhl.ihk.de/datenschutz<<https://www.suhl.ihk.de/datenschutz/>>.
Auf Wunsch übersenden wir diese Informationen auch in Papierform.

Industrie- und Handelskammer Südthüringen / Postfach 30 02 40 / 98502 Suhl

Bundesnetzagentur
Konsultation NEP Strom 2023-2037/2045

Per E-Mail an:
nep-2023@bnetza.de

Stellungnahme der Industrie- und Handelskammer Südthüringen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 Version 2023 – 2. Entwurf

Datum
20.11.2023

Ihr Zeichen/Nachricht vom

Sehr geehrte Damen und Herren,

auf Grundlage des am 8. September 2023 vorgelegten zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2037/2045 Version 2023 nehmen wir wie folgt Stellung:

Der Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze zu einem Klimaneutralitätsnetz ist unter Berücksichtigung der Aspekte Kosten, nachhaltige Nutzung sowie Natur-, Umwelt- und Tourismusverträglichkeit zu beschleunigen. Dabei ist auch der forcierte Ausbau der dezentralen Energieversorgung bei der Netzplanung zwingend zu berücksichtigen.

Ein Verlauf der SuedLink-Trasse (DC3/4) durch Thüringen wird – wie bereits in früheren Stellungnahmen dargelegt – abgelehnt.

Eine mögliche Querung Südthüringens durch die neu in den NEP 2037/2045 aufgenommenen Trassen DC41 (HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Baden-Württemberg) und DC42 (HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg) wird ebenfalls abgelehnt.

Begründung:

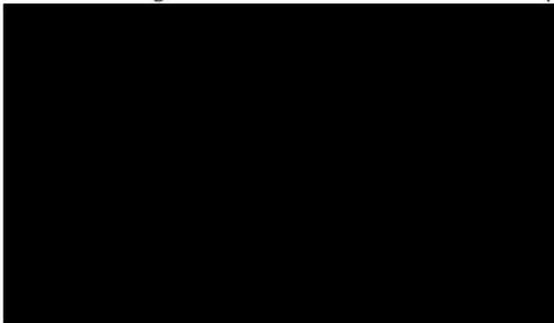
Der weitere Ausbaubedarf der Stromnetz-Infrastruktur zur Umsetzung der Energiewende wird grundsätzlich anerkannt. Es ist jedoch festzustellen, dass das Thema Wasserstoff in der jüngsten Vergangenheit deutlich an Fahrt aufgenommen hat und die dezentrale Eigenstromversorgung insgesamt stärker in den Fokus von Unternehmen rückt. Es ist daher die Frage zu stellen, ob die SuedLink-Stromtrasse sowie weitere HGÜ-Trassen langfristig die kostengünstigste und nachhaltigste Alternative gegenüber dezentralen Versorgungsvarianten darstellen.

In den vergangenen Monaten hat sich gezeigt, dass zur Integration der Erneuerbaren Energien, die dezentral einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten, immense Anstrengungen unternommen werden müssen. Schon jetzt zeigt sich vielerorts in Südthü-

1/2

ringen, dass die Verteilnetze dringend ausgebaut werden müssen, um die Erneuerbaren Energien aufnehmen zu können. Uns ist bewusst, dass zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit ein engmaschiges Stromnetz auf verschiedenen Ebenen – angefangen vom Verteilnetz bis zum Höchstspannungsnetz notwendig ist. Allerdings muss aus unserer Sicht der Ausbau der Verteilnetze in den Fokus der Aufmerksamkeit gestellt werden.

Der Verlauf der SuedLink-Trasse wird durch die IHK Südthüringen nach wie vor abgelehnt, weil wir mit den von den Vorhabensträgern vorgelegten Trassenkorridoren das Gebot eines möglichst geradlinigen Verlaufs, das im § 5 Abs. 2 NABEG verankert ist, ungenügend beachtet sehen. Ein geradliniger Verlauf zwischen den Anfangs- und Endpunkten der Trasse würde dazu führen, dass Thüringen nicht betroffen wäre. Auch die erstmals im NEP 2037/2045 erwähnten HGÜ-Leitungen DC41 und DC42 führen bei einem geradlinigen Verlauf nicht durch Thüringen, weshalb einer möglichen Ausweitung des Suchkorridors nach Thüringen bereits an dieser Stelle widersprochen wird.





700080

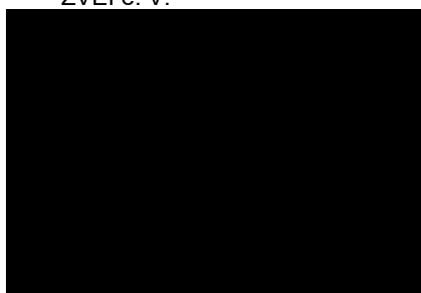
Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700080
Eingangsdatum: 20.11.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:

ZVEI e. V.



Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 4

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

in der Anlage finden Sie unsere Stellungnahme zu Ihrer Verwendung.

Freundliche Grüße / Kind regards



[cid:image001.png@01DA1BD1.98D8A2A0] +49 30 3069 60-13

[cid:image001.png@01DA1BD1.98D8A2A0] +49 162 2662 360

[cid:image001.png@01DA1BD1.98D8A2A0]

anke.hueneburg@zvei.org<mailto:anke.hueneburg@zvei.org>

ZVEI e. V. · Charlottenstr. 35/36 · 10117 Berlin · Germany



ZVEI-Stellungnahme zur Konsultation des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplan Strom bis 2037 und mit Ausblick 2045 vom 8. September 2023

Der ZVEI begrüßt die Konkretisierung der Netzentwicklungspläne durch die Übertragungsnetzbetreiber (mit Vorausschau auf die Jahre 2037 und 2045) als Grundlage für den Ausbau eines Klimaneutralitätsnetzes. Aus Sicht der Hersteller von Komponenten und digitalen Lösungen für die Stromnetze und der Anlagenbauer ist der Aus- und Umbau der Übertragungsnetze zwingende Voraussetzung für die Erreichung der Klimaneutralität. Ohne diesen Ausbau sind die Integration der Erneuerbaren und die notwendigen Flexibilitäten in den Netzen nicht erreichbar.

Die Netzentwicklungspläne sind in ihrer jetzigen Form leider unverbindlich und keine verlässliche Grundlage für Investitionsentscheidungen bei den Herstellern und Anlagenbauern. Aufgrund des enormen nationalen und europäischen Ausbaubedarfs sollten sich alle Beteiligten (BNetzA, Übertragungsnetzbetreiber, Hersteller und Anlagenbauer) auf Basis dieser Netzentwicklungspläne rasch zusammenfinden, um einen zuverlässigen langfristigen Netzplan zu erarbeiten bzw. zu verabschieden und die Herausforderungen für die Einleitung von Ausschreibungen für die benötigten Technologien und Baukapazitäten frühzeitig zu erkennen. Die drei vorgestellten Szenarien erfordern zumindest bis 2037 einen sehr vergleichbaren Bedarf an Netzkapazitäten, gleichzeitig ist der Bedarf im Vergleich zum NEP 2035 wiederum erheblich gestiegen. Für die Hersteller der Komponenten und Anlagenbauer ist die Verbindlichkeit der Ausbaupläne eine wichtige Grundlage, um langfristige Investitionen in Produktionskapazitäten, Baukapazitäten, Innovationen und die dafür notwendigen Lieferketten zu tätigen. Die Bundesnetzagentur als Regulierer sollte die Aufnahme von Zielvereinbarungen hinsichtlich Umfang und zeitlichem Ablauf der Projekte zu einem Ausschreibungsbestandteil machen.

Es ist außerdem erforderlich, dass alle europäischen ÜNBs und ENTSO-E ebenfalls langfristige verbindliche Netzentwicklungspläne und konkrete Projektpläne für ein Zielnetz 2045 erstellen. Die Regierungen und die nationalen Regulierungsbehörden sollten ihre nationalen ÜNBs verpflichten, auf der Grundlage ihrer jeweiligen Ausbaupläne langfristige Ausschreibung einzuleiten. Nur so werden die Hersteller und Anlagenbauer in der Lage sein, Produktionskapazitäten verlässlich und bedarfsgerecht aufzubauen, Technologieverfügbarkeit sicherzustellen, die Lieferketten zu organisieren, ausreichend Mitarbeiter einzustellen usw.

Für die Bereitstellung der quantitativ und qualitativ notwendigen Technologien durch die Hersteller ist der Übergang zu einer stärker industrialisierten Massenproduktion dringend notwendig. Die Netzbetreiber müssen dafür ihren Beitrag leisten. Hersteller erfüllen heute spezielle Designwünsche von 40 ÜNBs in Europa. Für den Wechsel zu mehr standardisierten Produkten und Prozessen von der Ausschreibung bis zur Inbetriebnahme bedarf es des Engagements aller Beteiligten und der Flankierung der Regierungen durch Setzen von politischen Anreizen. Hilfreich sind hier eine stärkere Standardisierung bei Leistungsbeschreibungen und Prozessen sowie mehr Raum für Partnerschaftsmodelle.

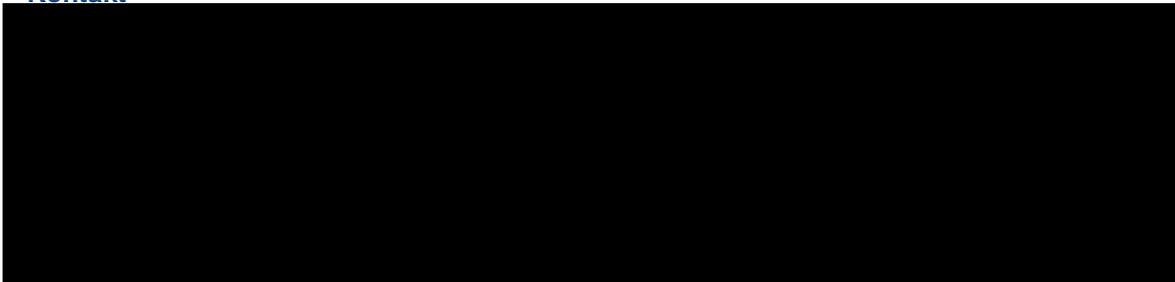
Um Planungssicherheit für alle Beteiligten zu schaffen, dürfen einmal getroffene Technologieentscheidungen in der politischen Diskussion nicht wieder in Frage gestellt werden. Das verunsichert insbesondere solche Unternehmen, die gegenwärtig auf dieser Basis Investitionsentscheidungen für den Aufbau von entsprechenden Produktionskapazitäten getroffen haben und zukünftige planen. Die grundsätzliche Anerkennung des Erdkabelvorrangs und der DC-Kabelsystemtechnik als Stand der Technik wird vom ZVEI begrüßt. Dieser grundsätzliche Vorrang schließt eine Durchführung als DC-Freileitung bereits heute nicht aus, wenn die Beschaffenheit des Vorzugskorridors und der gesetzliche Rahmen dies ermöglichen. In Planung oder Umsetzung befindliche Projekte sollten im Sinne der Planungssicherheit für die Komponentenlieferanten in keinem Fall abweichend ausgeführt werden.

Analog zu den Erneuerbaren Energien dienen Netzinfrastrukturen dem öffentlichen Interesse und leisten einen Beitrag zur öffentlichen Sicherheit. Um Verzögerungen im Netzausbau zu vermeiden, müssen Netzaus- und

umbauvorhaben Vorrang vor anderen Belangen haben können. Hier sollte die BNetzA konkrete Projekte definieren und deren Umsetzung überwachen. Die Abwägung zwischen Naturschutz und Projektentwicklung sollte angepasst werden. Entsprechende Optimierungsmöglichkeiten bei den Genehmigungsverfahren müssen noch mehr genutzt werden.

Neben den Herausforderungen beim Hochfahren der notwendigen Produktionskapazitäten für Stromnetzkomponenten müssen ausreichende Kapazitäten zum Bau der Netze geschaffen werden. Aufgrund des auch dort vorherrschenden Personalmangels müssen zügig ausreichende Monteurkapazitäten geschaffen werden, die eine ganzjährige Bewirtschaftung (24/7) der Baustellen ermöglichen. In diesem Zusammenhang gehören die Verfahren für die Genehmigung des Einsatzes von Arbeitskräften aus dem Ausland auf Baustellen und bestehende Arbeitszeitregelungen auf den Prüfstand.

Kontakt



Datum: 20.11.2023



700083

Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700083
Eingangsdatum: 20.11.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Regionalbauernverband Wetterau-Frankfurt a.M. e.V
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:



Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 0

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,
hiermit wollen wir zum NEP Stellung nehmen.

Grundsätzlich beziehen wir uns auf die Stellungnahme unseres Landesverbandes, des Hessischen Bauernverbandes e.V. und schließen uns dieser vollumfänglich an.

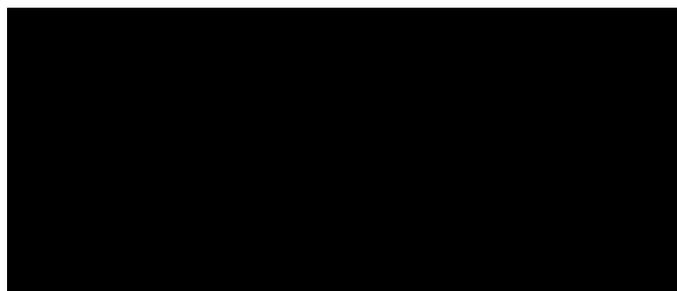
Im Verbandsgebiet des durch uns vertretenen Kreisbauernverbandes Hochtaunus e.V. wollen wir auf die Besonderheit des geplanten Umspannwerkes Bommersheim (Projekt P 486 / M837) aufmerksam machen: Aus landwirtschaftlicher Sicht ist zu betonen, dass dieses geplante Umspannwerk agrarstrukturell so verträglich wie möglich zu realisieren ist. Einerseits haben die Landwirte den Flächenverlust Ihrer hochwertigen Produktionsfläche zu erleiden. Andererseits sind auch mit den Landwirten Entschädigungsverhandlungen zu führen. Es stellen sich Fragen der Flächenkompensation oder auch der Existenzgefährdung. Wir fordern daher im Vergleich zum nun schon in der Öffentlichkeit kommunizierten geplanten Standort eine Erweiterung des „Suchraums“.

Die wertvolle und endliche Ressource Boden zur Nahrungsmittelproduktion und Sicherstellung der Versorgung der Bevölkerung mit hochwertigen regionalen Lebensmitteln im Ballungsgebiet Rhein-Main, muss so nachhaltig wie möglich genutzt werden. Schlechtere Böden mit einem geringeren Ertragsniveau sollten daher bei der Standortwahl favorisiert werden, um die Reduzierung der Nahrungsmittelproduktion zu begrenzen. Unabhängig von einzelbetrieblichen Betroffenheit würden wir es begrüßen, wenn im Vergleich zum jetzt kommunizierten Standort das Gebiet nördlich des Kalbaches zur Realisierung des Umspannwerkes untersucht wird. Aus Landwirtschaftlicher Sicht sind die Bodenqualitäten dort zum Teil nur halb so hoch wie beim aktuell favorisierten Standort. Zudem bestünde dennoch eine Nähe zum bestehenden Umspannwerk und auch zur 380 kv-Leitung.

Wir fordern diesbezüglich eine umfassende Berücksichtigung der landwirtschaftlichen Belange und erwarten landwirtschaftliche Betroffenheitsanalysen sowie bei Bedarf Existenzgefährdungsgutachten .

Im Verbandsgebiet des durch uns vertretenen Regionalbauernverbandes Wetterau-Frankfurt e.V. soll im Rahmen des Projektes M434 im Suchraum Dorheim (Suchraum Städte Friedberg (Hessen)/Bad Nauheim/Reichelsheim (Wetterau), Gemeinde Wölfersheim) ein neues Umspannwerk realisiert werden. Auf Grund der Erfahrungswerte bei anderen vergleichbaren Vorhaben fordern wir schon heute diesbezüglich eine umfassende Berücksichtigung der landwirtschaftlichen Belange ein und erwarten landwirtschaftliche Betroffenheitsanalysen sowie bei Bedarf Existenzgefährdungsgutachten . Die wertvolle und endliche Ressource Boden zur Nahrungsmittelproduktion und Sicherstellung der Versorgung der Bevölkerung mit hochwertigen regionalen Lebensmitteln im Ballungsgebiet Rhein-Main, muss so nachhaltig wie möglich genutzt werden. Schlechtere Böden mit einem geringeren Ertragsniveau sollten daher bei der Standortwahl favorisiert werden, um die Reduzierung der Nahrungsmittelproduktion zu begrenzen. Wir bitten diesbezüglich auch um frühzeitige Involvierung und Einbindung des landwirtschaftlichen Berufsstandes in die Standortsuche.

Mit freundlichen Grüßen





700085

Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700085
Eingangsdatum: 20.11.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme:

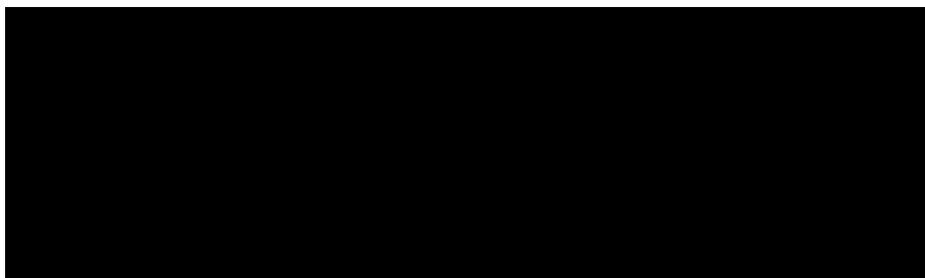
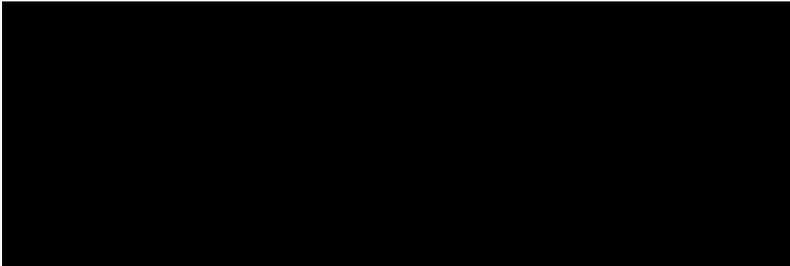
Sehr geehrte Damen und Herren,

der BDEW bedankt sich für die Möglichkeit der Kommentierung des 2. Entwurf des NEP Strom 2037/2045 (2023).

Anbei erhalten Sie die BDEW-Stellungnahme.

Bei Rückfragen können Sie sich an Benjamin Düvel (benjamin.duevel@bdew.de<mailto:benjamin.duevel@bdew.de>, Tel.: 030 300199-1112) oder mich wenden.

Mit freundlichen Grüßen



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)<https://ec.europa.eu/transparencyregister/public/staticPage/displayStaticPage.do?locale=de&reference=CODE_OF_CONDUCT> auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888<https://www.lobbyregister.bundestag.de/suche/R000888/6301?backUrl=%2Fsuche%3Fq%3DBDEW%2BBundesverband%2Bder%2BEnergie-%2Bund%2BWasserwirtschaft%26page%3D5%26pageSize%3D10%26sort%3DREGISTRATION_DESC>. Registereintrag europäisch: 20457441380-38 <<https://ec.europa.eu/transparencyregister/public/consultation/displaylobbyist.do?id=20457441380-38>>

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 2000 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, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Datenschutzerklärung des BDEW

Der BDEW erfüllt die gesetzlichen Datenschutzbestimmungen. Weitere Informationen finden Sie in unseren Datenschutzhinweisen<<https://www.bdew.de/datenschutzhinweise>>. Dort erhalten Sie auch Erläuterungen zu Ihren Betroffenenrechten.

Berlin, 20. November 2023

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

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Stellungnahme

zum Netzentwicklungsplan Strom 2037

Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vom 12. Juni
2023 und vorläufige Prüfungsergebnisse der Bundes-
netzagentur

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

Zusammenfassung	3
1 Einleitung	4
2 Konsultation des zweiten Entwurfs	4
2.1 Verortung von Elektrolyseuren.....	4
2.2 Simulation der Stromimporte nach TYNDP 2022	5
2.3 Offshore-Netz	5
2.4 Onshore-Netz.....	6
3 Vorläufige Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur	7

Zusammenfassung

Mit dem zweiten Entwurf des Netzausbauplans Strom (NEP Strom) konkretisieren die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die identifizierten Maßnahmen zum Übertragungsnetzausbau und übernehmen geprüfte Anmerkungen aus der ersten Konsultation. Der BDEW begrüßt, dass im zweiten Entwurf nun die noch fehlenden Szenarien A und C für das Jahr 2037 für das Onshore-Netz ergänzt wurden. Erfreulich ist ebenfalls, dass der NEP ausführlicher auf die Annahmen zur Verortung von Elektrolyseuren sowie den Stromimporten eingeht. Dies hatte der BDEW in seiner ersten Stellungnahme angeregt.

Einige wenige Fragen blieben unbeantwortet, wie beispielsweise zum Potenzial ungenutzter Übertragungskapazität der Offshore-Netzanbindungssysteme. Darüber hinaus hatte der BDEW gefordert, bei der volkswirtschaftlichen Analyse der Interkonnektoren mehr Variation bei deren Errichtung bzw. Verstärkung zu berücksichtigen. Dies wurde im zweiten Entwurf leider nicht umgesetzt.

Insgesamt teilt und unterstützt der BDEW die Ansicht der ÜNB, dass umfangreiche Ausbaumaßnahmen und die entsprechenden Investitionen dafür notwendig sind, um ein Stromnetz für die Klimaneutralität zu errichten. Umso erfreulicher ist, dass die Bundesnetzagentur dem zustimmt und ihre Prüfungsergebnisse entsprechend ausfallen. Dies begrüßt der BDEW ausdrücklich.

1 Einleitung

Die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben am 12. Juni 2023 den zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2037 mit Ausblick 2045 an die Bundesnetzagentur (BNetzA) übergeben. Der Entwurf berücksichtigt die Ergebnisse aus der Konsultation des ersten Entwurfes vom 24. März 2023 und wurde teilweise entsprechend den Rückmeldungen durch die ÜNB angepasst. Der BDEW beteiligte sich bereits an der ersten Konsultation mit einer Stellungnahme und möchte die Möglichkeit auch diesmal wahrnehmen, den zweiten Entwurf sowie insbesondere die Umsetzung der BDEW-Kommentare zu bewerten.

Während der erste Entwurf des NEP Strom von den vier ÜNB konsultiert wurde, wird die Konsultation zum zweiten Entwurf von der BNetzA durchgeführt. Zeitgleich mit dem zweiten Entwurf des NEP Strom hat die Behörde auch ihre vorläufigen Prüfungsergebnisse der im ersten Entwurf vorgeschlagenen Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen veröffentlicht.

Der BDEW bewertet im Folgenden die Umsetzung der Ergebnisse aus der ersten Konsultation und fasst die vorläufigen Prüfungsergebnisse der BNetzA knapp zusammen und kommentiert diese. Erfreulich ist, dass die Konsultationsbeiträge des BDEW größtenteils Berücksichtigung finden und Rückfragen adressiert wurden, wenngleich auch nicht alle Änderungsvorschläge umgesetzt wurden.

Da die deutschen ÜNB nicht nur den 1. Entwurf des zum NEP 2037/2045 (2023) erarbeitet haben, sondern auch die Überarbeitung und somit die Erstellung des 2. Entwurfs durchgeführt haben, erfolgt die Beteiligung des BDEW an der aktuellen Konsultation unter Enthaltung der vier deutschen ÜNB.

2 Konsultation des zweiten Entwurfs

2.1 Verortung von Elektrolyseuren

Der BDEW teilt die Ansicht der ÜNB, dass Wasserstoff eine tragende Rolle bei der Erreichung des Klimaneutralitätsnetzes zukommt. Jedoch bewertete der Verband die Annahmen des Szenariorahmens bezüglich der systemdienlichen Verortung von Elektrolyseuren in seiner letzten Stellungnahme als sehr optimistisch und äußerte Bedenken, ob dadurch die Netzdienlichkeit von Elektrolyseuren überschätzt und der benötigte Netzausbau möglicherweise unterschätzt werden könnte.

Im zweiten Entwurf adressieren die ÜNB den vom BDEW angesprochenen fehlenden Rechtsrahmen zum Wasserstoffhochlauf und erläutern, dass die Annahmen zur Allokation der Elektrolyseurleistung entsprechend einem optimalen Ausbaupfad aus Sicht der Übertragungsnetze getroffen wurden, welcher den korrespondierenden gesetzlichen Rahmen voraussetzt. Sie

erkennen jedoch die damit verbundene Unsicherheit und die möglichen Folgen anderer Allokationskriterien als Netzdienlichkeit (vgl. S. 40) an. Wünschenswert wäre eine Aussage zu den vom BDEW vorgeschlagenen „Go-to-Areas“ gewesen, die eine Möglichkeit darstellen, Elektrolyseure unkompliziert netzdienlich zu verorten.

2.2 Simulation der Stromimporte nach TYNDP 2022

In seiner letzten Stellungnahme forderte der BDEW eine fundiertere Erläuterung der Stromimporte aus dem Ausland. Nach Auffassung des Verbands blieb der NEP in Bezug auf den Erzeugungsmix in den Exportländern unklar. Darüber hinaus wurde hinterfragt, ob eine Deckung des Bedarfs aus Importen jederzeit angenommen werden kann. Die ÜNB adressieren im zweiten Entwurf diese offenen Fragestellungen.

Da keine gängige Definition zu der Zusammensetzung der Energieimporte existiert, vergleicht der NEP den Energiemix der Nachbarländer in den Stunden, in denen sie nach Deutschland exportieren, mit dem jeweiligen Jahresmittel. Der Erzeugungsmix, und damit der Anteil der Erneuerbaren Energien, der Stromimporte entspricht in den Stunden, in denen nach Deutschland exportiert wird, nahezu dem Jahresmittel der jeweiligen Länder. Laut dem zweiten Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) liegt der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in den Nachbarstaaten bis 2037 bei ca. 75 % und steigt bis 2045 auf mindestens 80 % (vgl. S. 65). Insgesamt erhöht sich der Nettoimport von 2037 bis 2045. Darüber hinaus verschieben sich die Handelsmengen zwischen den Exportländern. In allen drei Szenarien für 2045 wird ein großer Teil des inländischen Strombedarfs durch Importe aus Österreich gedeckt. Die ÜNB gehen im zweiten Entwurf des NEP Strom detaillierter auf die Entwicklung der Handelsmengen nach Deutschland ein, was der BDEW begrüßt (vgl. S. 66). Die Erläuterungen zeigen, dass hohe Importmengen nach Deutschland meist mit einer hohen Einspeisung von Wind Onshore in Österreich einhergehen. Darüber hinaus handelt Österreich vergleichsweise geringe Mengen mit anderen Marktgebieten, sodass die Annahme der Zunahme von Importen aus Österreich durchaus plausibel erscheint.

2.3 Offshore-Netz

In seiner Stellungnahme hatte der BDEW angemerkt, dass aufgrund der erweiterten Funktion des Offshore-Netzes wie beispielsweise Stromimport oder nationale und internationale Vernetzung eine getrennte Kostenausweisung für Netzausbaumaßnahmen Offshore und Onshore nicht sachgerecht ist und die hohen ermittelten Kosten für das Offshore-Netz in einen falschen Kontext setzt. Es ist bedauerlich, dass auch im zweiten Entwurf des NEP Strom die Kostenpositionen nach wie vor getrennt aufgeführt werden. Jedoch wurde zumindest ein Abschnitt eingefügt, der den erweiterten Nutzen des Offshore-Netzes, über die Einspeisung von Offshore-Wind hinaus, darlegt (vgl. S. 98).

Darüber hinaus wurde in der ersten Konsultation die Frage aufgeworfen, wie hoch das Potenzial der zusätzlichen Übertragungsleistung der Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) ist, da diese derzeit zur Erreichung der installierten Erzeugungsleistung aus Offshore-Wind teilweise nicht vollständig ausgelastet sind. Der zweite Entwurf des NEP wurde durch eine Begründung ergänzt, weshalb die Übertragungsleistung der ONAS teilweise nicht vollständig erreicht wird. Die Etablierung des 2-GW-Standards führt zu einem in 2-GW-Schritten fortschreitenden Offshore-Ausbau, sodass die vollständig verfügbare Übertragungsleistung die tatsächlich installierte Erzeugungsleistung von Wind übersteigt (vgl. S. 116). Jedoch erfolgte keine Bewertung durch die ÜNB, wie hoch das Potenzial der zusätzlichen Leistung zu welchen Planungs- und Ausbauzeitpunkten eingeschätzt wird und wie es sich möglicherweise heben ließe. Ausführungen hierzu wären wünschenswert gewesen.

Darüber hinaus schätzt der BDEW die Fortschreibung der standardisierten Technikgrundsätze im NEP als sehr konservativ ein und hat in seiner Stellungnahme vorgeschlagen, eine Sensitivitätsanalyse in den NEP zu integrieren, welche die Auswirkungen einer Anhebung der Übertragungsleistung von Netzanbindungssystemen auf 3 GW untersucht. Die Fragestellung wurde von den ÜNB im zweiten Entwurf aufgenommen. Da die Übertragungsleistung der ONAS in den letzten Jahren erst auf 2 GW erhöht wurde, wird bei der Erstellung des NEP zunächst eine Etablierung dieses Standards angenommen. Eine konkrete Erhöhung der Übertragungsleistung über die 2 GW hinaus ist perspektivisch noch nicht ersichtlich und wird deshalb im NEP nicht näher betrachtet (vgl. S. 244).

2.4 Onshore-Netz

Es ist zu begrüßen, dass mit dem zweiten Entwurf nun die erforderlichen Maßnahmen zum Onshore-Netzausbau für alle Szenarien und Zieljahre beschrieben sind. Außerdem wurden umfangreiche Ergänzungen zum Thema Bündelungsoptionen und Energiekorridore vorgenommen (vgl. S. 147). Durch die Bündelung von DC-Netzausbaumaßnahmen mit Offshore-Netzanbindungssystemen in sog. Energiekorridoren kann Zeit bei Planungs- und Genehmigungsverfahren gespart sowie die Betroffenheit von besiedelten Gebieten und der Umwelt reduziert werden. Das beschleunigt einerseits den Netzausbau und erhöht andererseits dessen Akzeptanz, was aus Sicht des BDEW unabdingbar für die Erreichung der Klimaneutralität ist.

Darüber hinaus ist positiv hervorzuheben, dass weitere Ausführungen zu sog. „DC-Hubs“ vorgenommen wurden. DC-Hubs sind ein innovativer Weg zur Bildung länderübergreifender DC-Netze durch die Onshore-Vernetzung und die Verknüpfung landseitiger HGÜ-Verbindungen mit ONAS. Der BDEW betonte bereits in seiner ersten Stellungnahme, dass das Einsparpotenzial, welches DC-Hubs bieten, unbedingt gehoben werden sollte.

Der erste Entwurf des NEP kündigte eine volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse fünf zusätzlicher Interkonnektorenprojekte an, deren Ergebnisse im zweiten Entwurf erläutert sind (vgl. S. 161ff). Für die Analyse regte der BDEW in seiner ersten Stellungnahme an, unterschiedliche Varianten bei der Errichtung bzw. Verstärkung von Interkonnektoren in den verschiedenen Szenarien darzustellen. Obwohl die Kosten-Nutzen-Analyse die Projekte ausführlich hinsichtlich relevanter Indikatoren untersucht, erfolgt bedauerlicherweise keine Betrachtung unterschiedlicher Varianten.

Der zweite Entwurf widmet ein gesamtes neues Unterkapitel der Bewertung der Stabilität (Kap. 5.4), ergänzt durch ein Begleitdokument. Das Kapitel dient zur Unterstützung der Bewertung von notwendigen Maßnahmen, die Systemstabilität zu gewährleisten und bietet hierfür wertvollen Input.

3 Vorläufige Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur

Der BDEW begrüßt, dass die BNetzA die Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen der ÜNB größtenteils unterstützt und als notwendig bewertet. Auch die Marktmodellierung des NEP Strom wird als robust anerkannt. Die wichtigsten Prüfungsergebnisse umfassen die Anerkennung der Notwendigkeit fünf neuer HGÜ-Leitungen sowie der Verstärkung von 6.000 km bestehender Trassen. Außerdem wird der Bau von 34 neuen ONAS bestätigt, wie im NEP vorgesehen.

Darüber hinaus widmet sich der Bericht der BNetzA umfassend den Netzbooster-Pilotanlagen. Einige davon befinden sich noch in der Prüfung durch die Behörde, bisher wurde lediglich ein Projekt als nicht bestätigungsfähig zurückgewiesen.

Die Bestätigung der Maßnahmen ist erfreulich, nun ist es wichtig, diese auch zügig umzusetzen und den Netzausbau, der dringend benötigt wird, mit der Schaffung des entsprechenden gesetzlichen und regulatorischen Rahmens, voranzubringen.



700091

Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700091
Eingangsdatum: 20.11.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V. (BVES)
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 2

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

anbei sende ich Ihnen die Stellungnahme des BVES zum zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2023-2037/2045.

Bei Rückfragen stehe ich gerne zur Verfügung.

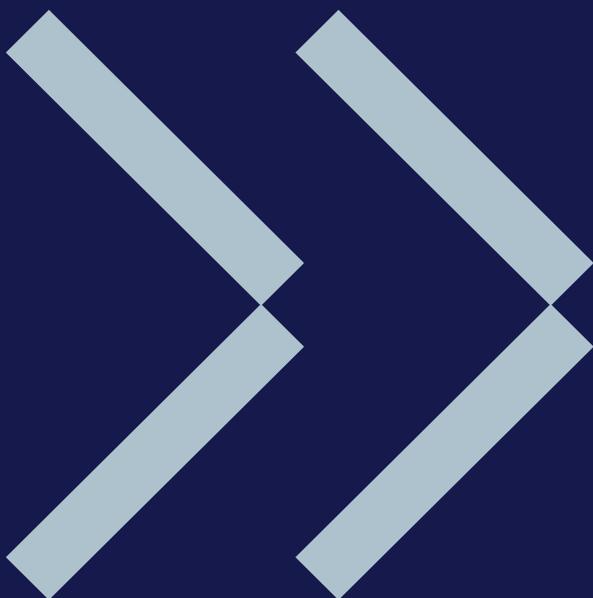
Mit freundlichen Grüßen

[cid:image001.png@01DA1BF0.2106B680]

Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V.
Energy Storage Systems Association
Oranienburger Str. 15, 10178 Berlin

**STELLUNGNAHME
ZUM ZWEITEN ENTWURF:
NETZENTWICKLUNGSPLAN
STROM 2037 MIT AUSBLICK
2045, VERSION 2023**

20.11.2023



BVES-STELLUNGNAHME ZUM ZWEITEN ENTWURF FÜR DEN NETZENTWICKLUNGSPLAN STROM 2037 MIT AUSBLICK 2045

Der BVES begrüßt die Möglichkeit zur Stellungnahme für den zweiten Entwurf für den Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045 sowie dem zugehörigen Anhang und den vorläufigen Prüfungsergebnissen hierzu. Das zukünftige Energieversorgungssystem hat einen deutlich wachsenden Flexibilitätsbedarf, um weiterhin die Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten. Dieser steigende Flexibilitätsbedarf wird zusätzlich erhöht durch die weitgehende Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Mobilität. Der BVES begrüßt daher ausdrücklich die weitgehende Berücksichtigung von Energiespeichersystemen im Rahmen des Netzentwicklungsplans in den Szenarien.

Es braucht jedoch passende Rahmenbedingungen damit die notwendige Flexibilität durch Speicher auch entsprechend zur Verfügung gestellt wird – flächendeckend und in ausreichender Menge. Aktuell gibt es hierfür einige Hindernisse, die im folgenden dargestellt sind inklusive unserer Vorschläge zur Anpassung.

Allgemeine Anmerkungen zum zweiten Entwurf:

Schnelligkeit und Rechtssicherheit im Netzanschlussverfahren von Energiespeichern

Damit die notwendigen Flexibilitäten aufgebaut werden können, braucht es eine Marktgrundlage für den schnellen Ausbau inklusive einem hohen Maß an Schnelligkeit im Netzanschlussverfahren. Hier könnte etwa eine eigene Speicher-Netzanschlussverordnung, die den speziellen Eigenschaften einer Energiespeicheranlage besser gerecht wird, für beschleunigte Verfahren und mehr Rechtssicherheit sorgen. Freie Anschlüsse werden zudem immer mehr zur Rarität, hier braucht es ebenfalls eine Lösung, damit die Projekte auch umgesetzt werden können.

Regional abweichende Rahmenbedingungen für Speicherstandorte können für das Netz ungünstige Verzerrungen hervorrufen

Die regional sehr unterschiedlichen Rahmenbedingungen in Bezug auf Baukostenzuschüsse, Netzentgelte, Netzanschlussverfahren und die vorhandene Zubauleistung im Netz führen teilweise dazu, dass Speicher an einigen Orten, an denen sie dringend benötigt werden würden, nicht gebaut werden sondern Orte mit geringem/keinem Baukostenzuschuss, einfachem Netzanschlussverfahren und freier Anschlussleistung im

Netz bevorzugt werden. Um Verzerrungen zu vermeiden und den Szenarien gerecht zu werden, braucht es verbesserte einheitlichere Rahmenbedingungen hierzu.

Einheitliche Regelung für die Erhebung von Baukostenzuschüssen

Die für den Netzanschluss von Energiespeichern werden vielfach Baukostenzuschüsse durch die Netzbetreiber verlangt. Diese variieren ortsabhängig in großen Bandbreiten und belasten die Integration von Energiespeichern deutlich und führen dazu, dass Projekte auf unpassendere Standorte ausweichen oder gar nicht erst umgesetzt werden. Eine Befreiung oder deutliche Reduzierung der Baukostenzuschüsse auf Grundlage des netzdienlichen Beitrags durch die Flexibilitätsbereitstellung ist daher angebracht.

Netzentgeltbefreiung für den Strombezug zur Einspeicherung

Netzentgelte werden sowohl für den Vorgang des Strombezugs zur Einspeicherung als auch nach der Ausspeicherung beim tatsächlichen Letztverbrauch erhoben. Dies widerspricht dem Grundsatz der Energiespeicherdefinition, welche den Speichervorgang als zeitliche Verschiebung von Energie und nicht länger als Verbrauch und Erzeugung von Energie erfasst. Die vorhandenen Ausnahmetatbestände sind zeitlich befristet; auch die kürzliche Verlängerung für die Inbetriebnahmefrist neuer Stromspeicher im 118 Abs. 6 EnWG um weitere drei Jahre, hat hier keine langfristige Lösung geschaffen. Somit droht nach Ablauf der Frist ein deutliches Abflachen bei der Umsetzung neuer Projekte. Die Gespräche mit den Marktteilnehmern in den vergangenen Monaten bis zur Verlängerung haben gezeigt, dass dies Investitionsentscheidungen schnell kippen lassen kann.

Ausschließlichkeitsprinzip – Erhalt der Grünstromeigenschaft

Sobald ein Energiespeicher an das Stromnetz angeschlossen ist und Netzstrom in den Speicher gelangt, verliert der komplette eingespeicherte erneuerbare Strom seine grüne Eigenschaft und wird zum Graustrom. An dieser Stelle braucht es eine Anpassung des Ausschließlichkeitsprinzips für Energiespeicher im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), die eine Abgrenzung der Strommengen unter Nutzung entsprechender Messtechnik ermöglicht. So könnten Speicherkonzepte multifunktional und effizient genutzt werden und es bestehen bezüglich der zwischengespeicherten Strommengen keine ungerechtfertigten Nachteile. Eine Entlastung und Ausregelung der Stromnetze würde hiermit deutlich erleichtert. Dies würde ebenfalls der schnellen Umsetzung weiterer Projekte zugutekommen.

Anmerkungen zu den vorläufigen Prüfungsergebnissen vom Netzentwicklungsplan Strom für die Zieljahre 2037/2045:

Zu II.E.3.11., Seite 42:

„Die Wirtschaftlichkeit einer Anlage wird mittels einer Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt.“

Anmerkung BVES: Transparenz der Kosten-Nutzen-Analyse muss gewährleistet sein

Im vorliegenden Dokument erläutert die BNetzA, dass die Netzbooster-Projekte (P510, P609 und P682) anhand einer Kosten-Nutzen-Analyse bezüglich ihrer Bestätigungsfähigkeit

geprüft werden. Gegenüber der Öffentlichkeit sowie der Industrie besteht jedoch keinerlei Transparenz bezüglich der hierin verwendeten Variablen. Da die Preis- und Kostenentwicklungen bei den zugrundeliegenden Technologien für Netzbooster sehr dynamisch sind, ist aus unserer Sicht eine größere Transparenz und eine sachbezogene Konsultation mit der Industrie und geeigneten Verbänden notwendig.

Bei Prüfung der drei Netzboosterprojekte (P510, P609 und P682) kommt zum Tragen, dass die Übertragungsnetzbetreiber und die BNetzA anscheinend fundamental unterschiedliche Modelle anlegen, bei der die Übertragungsnetzbetreiber von einer Amortisation der Kosten innerhalb weniger Jahre ausgehen, und die BNetzA selbst unter Berücksichtigung der 20-jährigen Einsatzdauer der Netzboosterprojekte keine Wirtschaftlichkeit sieht. Ein derartig grundsätzlicher Unterschied in den Ergebnissen der durchgeführten Kosten-Nutzen-Analyse macht eine neutrale Betrachtung unter Einbeziehung weiterer Stakeholder aus unserer Sicht unabdingbar.

Zu II.E.3.11., Seite 42/43:

„Ab dem Jahr 2030 werden laut Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber auch die HGÜ-Konverter und Phasenschiebertransformatoren reaktiv betrieben werden und damit den Nutzen der Netzbooster-Anlagen potenziell senken. Die reaktive Betriebsweise der HGÜ-Konverter und der Phasenschiebertransformatoren unterstellt die Bundesnetzagentur daher in ihren Untersuchungen ab dem Jahr 2031. Da die Übertragungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan selbst nur einen geringen Nutzen der reaktiven Betriebsführung im Jahr 2037 ausweisen (0,3 TWh im Szenario B 2037), schreibt die Bundesnetzagentur in ihrer Prüfung den Nutzen der Netzbooster-Anlagen ab dem Jahr 2031 bis zum Jahr 2037 linear bis nahe Null fort.

Für die Jahre bis 2031 hat die Bundesnetzagentur in ihren Untersuchungen jeweils einen Nutzen durch eingesparten Redispatch untersucht. Berücksichtigt wird dabei auf der Nutzen-Seite auch eine vermiedene Abregelung von EE-Anlagen durch den reaktiven Einsatz der Netzbooster. Dies wird mit 100€/MWh in den Modellen berücksichtigt. Außerdem werden in den Jahren 2025 bis 2031 der bis dato erfolgte Netzausbau der HGÜ-Korridore berücksichtigt. Als Ergebnis ergibt sich ein Nutzen durch vermiedenen Redispatch in den Jahren 2025 bzw. ab Inbetriebnahme der jeweiligen Netzbooster-Anlage bis zum Jahr 2037.

Anmerkung BVES zum Nutzen der Netzbooster Anlagen:

Die BNetzA scheint in der Nutzenbetrachtung der Netzbooster-Anlagen einzig auf die Verringerung des Redispatch-Einsatzes abzustellen. Wie schon beim durch die BNetzA bestätigten Projekt P430, der Netzbooster-Pilotanlage Kupferzell, sollte von der BNetzA mindestens auch die Bereitstellung von dynamischer Blindleistung zur Spannungshaltung berücksichtigt werden. Da diese durch Netzbetriebsmittel der ÜNB bereitgestellt werden kann, sollten hier Ersatzinvestitionen am Standort der Netzboosterprojekte in andere technische Anlagen zur Blindleistungsbereitstellung berücksichtigt werden. Da Netzbooster weiterhin in der Lage sind Momentanreserve bereitzustellen, und die BNetzA aktuell eine

Konsultation zur marktbasierter Beschaffung von Momentanreserve durchführt, ist auch die Bereitstellung von Momentanreserve in der Kosten-Nutzen-Analyse zu berücksichtigen.

Zu H.2, Seite 237:

P510: Berücksichtigung der Erbringung von Momentanreserve und Blindleistung für den dezentralen Netzbooster in der Region Bayrisch-Schwaben

Bei der Kosten-Nutzen Analyse zum Netzboosterprojekt P510 ist neben dem Einsatz zur Reduzierung der Redispatchkosten auch der zusätzliche Nutzen durch die Erbringung von Momentanreserve sowie Blindleistung zu berücksichtigen, entweder in Berücksichtigung von Ersatzinvestitionen in Anlagen zur Bereitstellung von Momentanreserve und Blindleistung an den genannten Standorten, oder in Anlehnung an die marktliche Beschaffung beider Dienstleistungen.

Zu H.2, Seite 249:

P609: Berücksichtigung der Erbringung von Momentanreserve und Blindleistung für den dezentralen Netzbooster Rheinland

Bei der Kosten-Nutzen Analyse zum Netzboosterprojekt P609 ist neben dem Einsatz zur Reduzierung der Redispatchkosten auch der zusätzliche Nutzen durch die Erbringung von Momentanreserve sowie Blindleistung zu berücksichtigen, entweder in Berücksichtigung von Ersatzinvestitionen in Anlagen zur Bereitstellung von Momentanreserve und Blindleistung an den genannten Standorten, oder in Anlehnung an die marktliche Beschaffung beider Dienstleistungen.

Zu H.2, Seite 274:

P682: Berücksichtigung der Erbringung von Momentanreserve und Blindleistung für den Netzbooster Höpfingen

Bei der Kosten-Nutzen Analyse zum Netzboosterprojekt P682 ist neben dem Einsatz zur Reduzierung der Redispatchkosten auch der zusätzliche Nutzen durch die Erbringung von Momentanreserve sowie Blindleistung zu berücksichtigen, entweder in Berücksichtigung von Ersatzinvestitionen in Anlagen zur Bereitstellung von Momentanreserve und Blindleistung an den genannten Standorten, oder in Anlehnung an die marktliche Beschaffung beider Dienstleistungen.

P682: Netzbooster Höpfingen – Berücksichtigung des Nutzen über die gesamte Lebensdauer

In der von der BNetzA aufgezeigten Kosten-Nutzen Darstellung wird der Nutzen des Netzboosters augenscheinlich nur für eine Dauer von 8 Jahren berücksichtigt. Da Netzboosterprojekte in der Vergangenheit mit einer Anlagenverfügbarkeit von 20 Jahren

ausgeschrieben und maßgeblich bezuschlagt wurden, sind in der Kosten-Nutzen Analyse der BNetzA die Nutzen der Anlage über die gesamte Lebensdauer zu Berücksichtigen. Im Fall der Annahme, dass die Netzbooster im Netzkontext zu keinen weiteren Einsparungen führen, ist eine Veräußerung der Anlagen an Marktakteure zu berücksichtigen.

P682: Netzbooster Höpfingen – Berücksichtigung des Nutzen über die gesamte Lebensdauer – Erläuterung zu Kostenrahmen für Netzboosterprojekte notwendig

Die Bundesnetzagentur betont, dass ihr bisher noch nicht plausibel dargelegt werden konnte, warum die Kosten von den ÜNB angegebenen Kosten für Batteriespeicher in dem Projekt unterhalb der Kosten der in 2022 bezuschlagten Netzbooster liegen. Grundsätzlich ist es ohne jegliche Transparenz nicht möglich, an dieser Stelle zu einer Plausibilisierung beizutragen, da es keine Angaben zu den verwendeten bzw. von der BNetzA als plausibel empfundenen Kosten gibt.

Im Hinblick auf die allgemeine Preisentwicklung ist jedoch insbesondere auf die folgenden zwei Umstände zu verweisen: Zum einem lagen die Kosten für Batteriespeicher im Großteil des Jahres 2022 weit oberhalb der Kosten in den Vorjahren sowie oberhalb der heute im Markt sichtbaren Kosten. Dies war das Ergebnis der Nachwirkungen der Corona-Pandemie innerhalb der Lieferketten in der Batterieindustrie. Die heute im Markt gezahlten Preise liegen weit unterhalb der Preise von 2022. Zum anderen ist es einhellige Meinung von Marktanalysten, dass die Kosten für Batteriespeicher auch in den kommenden Jahren weiter fallen werden. Dies liegt zum einen in den aufgrund der anhaltenden Skalierung in der Fertigung von Batteriezellen weiterhin fallenden Kosten für Batteriezellen. Gleichzeitig entwickelt sich die Batteriezelltechnologie weiter. Insbesondere über Zellen mit höherer Energiedichte mit einer höheren Zyklenfestigkeit, also einer längeren Lebensdauer, können weitere Einsparungen in den Systemkosten erzielt werden, da in Zukunft für die gleiche Menge an Leistung und Energie weniger Batteriecontainer benötigt werden. Der BVES steht der Bundesnetzagentur gerne als Partner zur Verfügung, um die Kostenannahmen für Batteriespeicher zu plausibilisieren.

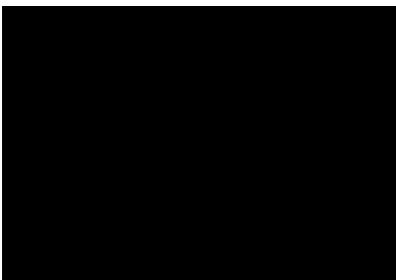
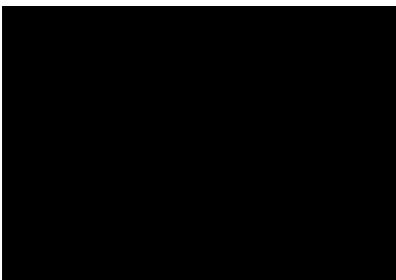
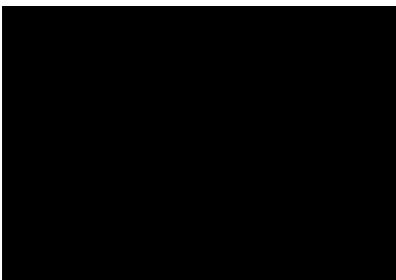
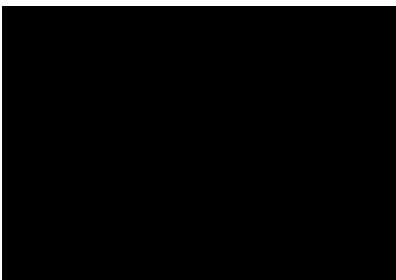
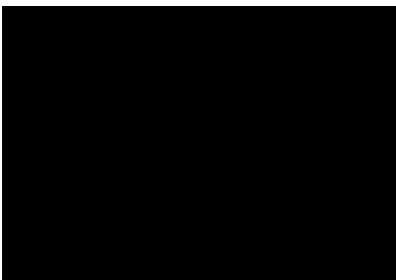
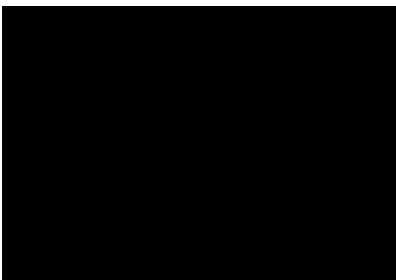
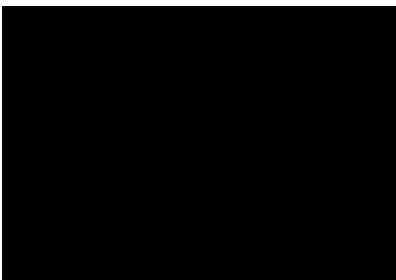
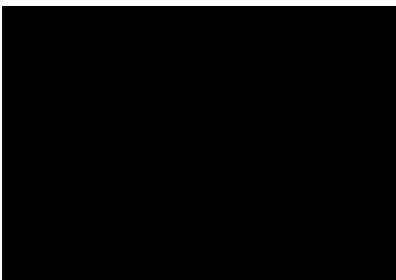


700092

Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700092
Eingangsdatum: 20.11.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Bundesverband der Bürgerinitiativen gegen SuedLink
Anrede: 
Titel: 
Vorname: 
Nachname: 
Straße, Hausnummer / Postfach: 
PLZ, Ort: 
E-Mail: 
Telefon: 
Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 2

Stellungnahme:

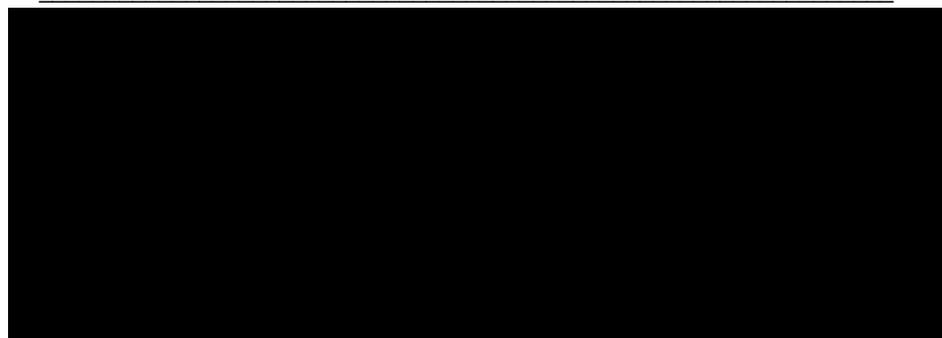
Geehrte Damen und Herren,

hiermit reichen wir fristgerecht unsere Stellungnahme zum 2. Entwurf des aktuellen NEP bei der Bundesnetzagentur ein.

Da wir in der Argumentation auch auf unsere Stellungnahme zum 1. Entwurf verweisen, befindet sich diese ebenfalls im Anhang.

Mit einer Veröffentlichung der aktuellen Stellungnahme sind wir einverstanden.

Mit freundlichen Grüßen



per Mail an:

konsultation@netzentwicklungsplan.de

Burghaun, 2023-04-24

Stellungnahme zum 1. Entwurf des Netzentwicklungsplan 2037 | 2045 (2023)

VORBEMERKUNG

Seit dem 24. März 2023 ist der aktuelle Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) bekannt. Leider wurde die Online-Veranstaltung für die Öffentlichkeit zwecks Vorstellung der neuesten Netzausbau-Pläne wieder einmal zur Unzeit angesetzt, sodass man sich - motiviert durch den starken Willen zur konstruktiven Bürgerbeteiligung - selbst durch einen Berg von Unterlagen kämpfen musste, um am Ende resigniert festzustellen: „Papier ist geduldig“.

Von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) mit leichter Hand niedergeschrieben, vermag der aktuelle NEP-Entwurf Wunsch und Wirklichkeit nicht in Einklang zu bringen. Allerdings überwiegt bei uns die Sorge, dass die Bundesnetzagentur (BNetzA) trotz offensichtlicher Überdimensionierung, den Empfehlungen der ÜNB zustimmen und der Bundestag später die Maßnahmen im Bundesbedarfsplangesetz gesetzlich verankern wird. Aus diesem Grund sehen wir uns zur Stellungnahme verpflichtet, denn unser Fazit ist eindeutig:

Der BBgS lehnt im Interesse seiner Mitglieder den 1. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber zum NEP 2037 | 2045 (2023) ab.

Den Bürgerinitiativen wird immer wieder vorgeworfen, nur eigene Interessen und regionale Betroffenheiten in den Fokus zu stellen. Natürlich stand am Anfang der Bürgerbewegung die Sorge vor gravierenden Einschnitten in das persönliche Lebensumfeld, vor nicht einschätzbaren gesundheitlichen Risiken und auch die Angst vor Naturzerstörung in erheblichem Ausmaß. Ausschlaggebend für die Ablehnung neuer Höchstspannungs-Übertragungsleitungen (HGÜ) sind aber wesentlich differenziertere Gründe.

Im bundesweiten Aktionsbündnis Trassengegner, dem auch der BBgS angehört, engagieren sich viele Mitglieder aktiv für die Umsetzung der Energiewende. Den Ausbau von erneuerbaren Energien (EE) mit Windkraft⁽¹⁾ und PV-Anlagen⁽²⁾ zu fördern ist Aktionskonsens. Wir akzeptieren die Ertüchtigung der Verteilnetze, damit alle Möglichkeiten ausgeschöpft werden können, um EE regional zu integrieren. In zahlreichen Stellungnahmen⁽³⁾ zu NEP und Szenariorahmen (SZR) haben wir dies bereits gefordert. Um auch in Zukunft die Energieversorgung Deutschlands mit Strom sicherzustellen, darf man den Zeithorizont nicht außer Acht lassen. Das Übertragungsnetz in der von den ÜNB gewünschten Dimension auszubauen ist unmöglich. Selbst die holländische TenneT TSO GmbH sieht sich anscheinend

dieser Aufgabe nicht gewachsen und wird ihren Anteil am deutschen Übertragungsnetz mangels Kapital verkaufen. In 2009 zum „Schnäppchenpreis“ von 1,1 Milliarden Euro gekauft, steht heute - sollte die Bundesregierung ihr Vorkaufsrecht nutzen – bereits eine Summe von ca. 25 Milliarden für den Rückkauf im Raum⁽⁴⁾.

- (1) <https://klimachancen.bayern/projekte/58/auf-dem-richtigen-weg-in-richtung-energieregion>
- (2) <https://siggisolar.beepworld.de/aktuell.htm>
- (3) <https://bundesverband-gegen-suedlink.de/termine-aktionen/>
- (4) <https://www.tagesschau.de/investigativ/ndr/strom-netzausbau-tennet-niederlande-101.html>

SZENARIORAHMEN SPRENGT DEN NETZENTWICKLUNGSPLAN

Die ÜNB haben mit dem SZR eine Grundlage für den NEP erstellt, der (nach politischem Willen) die Notwendigkeit utopischer Ausbauziele suggerieren soll. Durch die Genehmigung der BNetzA schließt sich wieder der Kreis derer, die wie es scheint statt Verantwortung für die Energieversorgungssicherheit in Deutschland zu übernehmen, jeglichen Realitätssinn verloren haben.

Die Methode zur Erstellung des NEP basiert auf Annahmen, die auch künftig immer wieder neuen Übertragungsnetzausbau identifizieren werden. Stromimport wird zur Grundlage der Planungen, ohne Alternativen zu bewerten, ohne Kosten-Nutzen-Analyse für den Netzausbau, ohne u.a. eine integrierte Optimierung zwischen Gas-, Strom- und Wasserstoffnetz zu berücksichtigen. Der Anteil an Strom aus EE wird sich in den nächsten Jahren deutlich erhöhen. 97% der EE werden regional in das Verteilnetz eingespeist, eine lastnahe Verteilung könnte Übertragungsnetzausbau vermindern. Bei der Erstellung des SZR wurden aber entsprechende Input-Parameter (Energieerzeugung-Speicherung-Transport-Nutzung-Kosten) in keinem Szenario berücksichtigt. Parallel zum bestehenden Höchstspannungsnetz (AC-Netz) ein paralleles Gleichstrom-Netz (DC-Netz) für die Industrie und den Stromhandel zu planen, steht hingegen seit langem auf der Wunschliste der ÜNB. Folge dessen sprengt der NEP alle realistischen Grenzen.

Ausbauziele für 70 GW Offshore-Windenergie nicht umsetzbar

Viele Netzausbaumaßnahmen stehen in direktem Zusammenhang mit Offshore-Windenergie. Ohne Rücksicht auf die ökologische Belastungsgrenze von Nord- und Ostsee werden durch die Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes die Ausbauziele deutlich erhöht. Dennoch sollte auch die Regierung keine Pläne vorlegen, die (wie in sozialistischer Planwirtschaft) nicht realisierbar sind. Im Jahr 2022 betrug die installierte Leistung der in Betrieb befindlichen Offshore-Windenergieprojekte gerade einmal 8,1 GW. Wie und mit welchen Mitteln das Ziel von 70 GW erreicht werden soll, bleibt unbeantwortet. Bei allen Ambitionen und unter Ausblendung der negativen Umweltauswirkungen auf das Ökosystem Nordsee, spätestens in der Realisierungsphase wird klar werden: Es fehlt an Geld (Überschuldung), es fehlt an Material (Lieferkettenengpässe) und es fehlt an Arbeitskräften (Fachkräftemangel).

Das Hauptaugenmerk bei der Stromproduktion auf teure Offshore-Projekte zu richten, ohne die Netzanschlusskosten und den Zeitplan für den Ausbau der dann benötigten Übertragungsnetze zu berücksichtigen ist einem kollektiven Versagen auf Entscheidungsebene gleichzusetzen und gefährdet die Energiewende.



EnWG § 11 Abs. 1 zum Betrieb von Energieversorgungsnetzen:

Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist...

Die ÜNB berufen sich bei der Netzplanung auf Rahmenbedingungen, die von der BNetzA vorgegeben werden. Die Expertise von Umweltorganisationen⁽⁵⁾, Wissenschaftlern⁽⁶⁾ und Energiegenossenschaften⁽⁷⁾ und der Blick in unabhängige Studien⁽⁸⁾ zum Ausbau der Erneuerbaren Energien haben unserer Stellungnahme beeinflusst. Dabei kommen wir zum Ergebnis, dass der 1. Entwurf des NEP 2037|2045 (2023) überdimensioniert sprich nicht bedarfsgerecht und zunehmend auch wirtschaftlich nicht zumutbar ist.

Nach dem Modell der ÜNB wird den Netzausbauplänen eine Unmenge an Strom aus EE (700 GW) zugrunde gelegt die transportiert werden muss. Allein die Netzkosten (nur ein Teil des Strompreises), sollte die Industrie weiterhin befreit bleiben, belaufen sich auf mindestens 30 ct/kWh. Das Megastromnetz der Zukunft mit Zieljahr 2045 würde voraussichtlich an die 500 Milliarden Euro kosten.

Ein zusammenhängendes Höchstspannungsnetz mit Gleich- und Wechselstromleitungen in Nord-Süd und Ost-West Richtung ist in der angestrebten Größenordnung nicht beherrschbar und bringt zusätzlich nicht abschätzbare Umweltauswirkungen mit sich. Viele Kommunen in ganz Deutschland werden betroffen sein und wissen im Moment noch gar nicht, welche Belastungen auf sie zukommen.

(5) <https://bundesverband-gegen-suedlink.de/wp-content/uploads/2023/03/BUND-Neumann-Energiewende-braucht-Flexibilitaet-und-Dezentralitaet-23-03-2023.pdf>

(6) <https://www.jarass.com/category/publikationen-weiterfuehrende-beitraege/publikationen/bereich-energie/energie-a/>

(7) https://www.stromautobahn.de/wp-content/uploads/2023/04/2023-03_23_IK-NEP_Vortrag-RainerKleedoerfer.pdf

(8) https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.816979.de/diwkompakt_2021-167.pdf

VERTEILNETZ FÜR VERSORGUNGSSICHERHEIT - ÜBERTRAGUNGSNETZ FÜR STROMHANDEL

Fakt: Verteilnetze sorgen dafür, dass die künftig erforderliche Menge an erneuerbarem Strom überhaupt erst in ein Stromnetz aufgenommen werden kann. Die Genehmigungszeiten sind geringer, der Bau (Erdverkabelung vielfach Standard) schneller realisierbar. Mit Blick auf das Ziel hätte man längst erkennen können, dass nur mit dem schnellen Ausbau der Verteilnetze ein rasanter EE-Zubau realisiert werden kann. Doch Verteilnetze können nie vorausschauend ausgebaut werden, sondern erst dann, wenn die Kapazitätsgrenzen erreicht sind (im Gegensatz zu Übertragungsnetzen, siehe NEP). Dies hat man, wenn auch Jahre zu spät, anscheinend erkannt. Aber wertvolle Zeit ging durch überholte Regulierungen der BNetzA verloren. Der Gesetzgeber hätte die Aufgabe, die Gleichbehandlung der Verteilnetze bis in die letzte Netzebene (bis zum Hausanschluss) durch vereinfachte Regelungen zu beschleunigen.

Der aktuelle NEP-Entwurf ist hauptsächlich auf Stromimporte ausgelegt. Die europäische Vernetzung mit zunehmendem Stromaustausch zwischen den Ländern wird durch den Bau von weiteren Interkonnektoren auf dauerhaften Stromimport/Stromtransfer ausgelegt. Die HGÜ-Leitungen SuedLink, Südostlink und Ultranet sind bereits Teil des geplanten europäischen Supergrids, ganz im Sinne des Ten-Year Network Development Plans (TYNDP) der europäischen ÜNB. Nun werden weitere HGÜ-Leitungen in direkter Anbindung von den Offshore-Anlagen zu den Verbraucherzentren gefordert, ohne die Netzausbaukosten auch diesen Anlagen zuzuordnen. Daraus ergibt sich eindeutig eine Wettbewerbsverzerrung gegenüber an Land erzeugten EE.

In Bayern hat der Zubau von PV-Anlagen Rekordniveau erreicht und verdeutlicht, dass auch dort die Energiewende von immer mehr Menschen aktiv vorangetrieben wird. Ebenso ist die Akzeptanz für Windkraft in einer breiten Bevölkerungsschicht längst vorhanden. Kommunen möchten gemeinsam mit ihren Bürgerinnen und Bürgern den Umbau auf ein erneuerbares Energiesystem mitgestalten und auch vor Ort mitentscheiden. Es ist durchaus legitim, auf Natur- und Umweltschutz im eigenen Lebensumfeld, in der eigenen Heimat zu achten. Dass unser Stromnetz ertüchtigt und ausgebaut werden muss, steht außer Frage. Dies heißt jedoch nicht, Pläne der ÜNB abzunicken, sondern aktiv in den Netzentwicklungsprozess eingebunden zu sein. Nur eine stärkere Bürgerbeteiligung kann zu mehr Akzeptanz führen. Jede Region, hat individuelle Möglichkeiten einen Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesektors beizutragen. Dieses Potential gilt es gemeinsam zu heben.

Ein überbordender NEP, bei dessen Erstellung die Netzausbaukosten nicht durch eine Kosten-Nutzen-Analyse überprüft werden, ist hier kontraproduktiv. Während höhere Investitionen in PV-Anlagen eine Steigerung der regionalen Erzeugung und der Einsatz von Batteriespeichern zusätzlichen Netzausbau kompensieren könnten. Durch Optimierung und Ausbau von Verteilnetzstrukturen wird garantiert, dass der Strom auch dort verbraucht werden kann, wo er erzeugt wird.

Im Gesetzesrahmen sollte durchaus eine zeitliche Zielsetzung für die Energiewende verankert sein. Einheitsvorgaben und Bestimmungen erzeugen hingegen Frust und ersticken innovative Konzepte bereits im Ansatz. Den Gemeinden, Kommunen, Bürgerinnen und Bürgern muss eine gewisse Entscheidungsfreiheit in der Entwicklung des eigenen „Energiewendemodells“ zugestanden werden. Durch mehr Dezentralität und regionale Teilhabe, wie im zellularen Ansatz gefordert, kann die Versorgung mit EE schneller umgesetzt werden. Die Abhängigkeit von Stromimporten muss sich verringern, damit nicht automatisch wieder Atom- bzw. Kohlestrom nach Deutschland fließt. Ein von fossilen Konzernen gesteuertes zentralistisches Energiesystem ist nicht mehr zeitgemäß.

Beschleunigung beim Netzausbau mit fatalen Auswirkungen

Es darf keinen Freifahrtschein für Netzausbau auf Kosten der betroffenen Regionen geben. Bereits in laufenden Planungsverfahren gibt es zahlreiche Verstöße gegen Vorschriften zu Umwelt- und Naturschutz. Deshalb wurden Klagen von betroffenen Gemeinden eingereicht. Umweltverträglichkeitsprüfungen einzuschränken und mit heißer Nadel gestrickte Beschleunigungsgesetze für den Netzausbau zu erlassen um Bürgerbeteiligung zu verhindern, sind der falsche Lösungsansatz. So erreicht man keine Akzeptanz.

Es ist kein Geheimnis, dass von RWE bezahlte Studien politische Entscheidungen beeinflussen. Genauso wie sich die ÜNB immer gerne auf eigene in Auftrag gegebene Studien beziehen. Seit dem Pariser Klimaabkommen versucht die fossile Industrie zunehmend durch eine gigantische PR-Maschinerie Meinungen zu indoktrinieren. Beim Netzausbau geschieht derzeit dasselbe. Unser gesamtes Wirtschaftssystem ist auf einen extrem hohen Energieverbrauch ausgelegt. Die energieintensive Industrie fordert aus Unternehmensinteressen billigen Strom ein, beteiligt sich selbst aber nicht an alternativen Lösungen. Gewinnmaximierung und Wachstum um jeden Preis werden über das Allgemeinwohl gestellt. Somit ist die Forderung nach neuen Höchstspannungsleitungen die einfachste Lösung, denn steigende Netzkosten müssen, wie allseits bekannt, hauptsächlich private Haushalte, Kommunen und mittelständische Unternehmen tragen.

Das deutsche Stromnetz ist eines der sichersten weltweit – immer noch. Dies darf durch Planungsfehler nicht gefährdet werden. Durch die Energiewende entstehen neue Bedarfe und diese verlangen neue Lösungen. Dem Verteilnetz kommt dabei eine entscheidende Rolle zu. Bei der Erstellung des NEP muss dies berücksichtigt werden. Beispiele aus der Wirtschaft - siehe Energiezelle Max Bögl⁽⁹⁾ - zeigen, dass man durch neue Konzepte auf Grundlage des zellularen Ansatzes den Übertragungsnetzausbau reduziert werden kann. Erzeugungsstrukturen da aufbauen, wo Energie verbraucht wird und Synergien nutzen. Das ist das Thema der Zukunft.

(9) https://www.stromautobahn.de/wp-content/uploads/2022/06/Bayer_Responsibility-von-Unternehmen-fuer-die-Energiewende_web.pdf

Es gibt kein Klimaneutralitätsnetz mit Kohle- und Atomstrom

Wir widersprechen der Darstellung der Übertragungsnetzbetreiber, das Übertragungsnetz werde zunehmend zu einem Klimaneutralitätsnetz ausgebaut. Sicherlich, der Anteil an EE im Strommix nimmt zu, aber als Transitland im Herzen Europas soll Deutschland nach den Plänen der ENTSO-E (Verband der europäischen ÜNB) zur Drehscheibe für den europäischen Stromhandel werden - unabhängig von den energiepolitischen Zielen der Nachbarländer und grenzüberschreitend mit Kohle- und Atomstrom. Ein massiver Zubau von Interkonnektoren für dieses Megastromnetz ist im SZR bereits verankert. Auch Atomkraft⁽⁹⁾ ist nicht klimaneutral und der Anteil konventioneller Stromerzeugung bleibt in den meisten Ländern bis 2035 immer noch sehr hoch. Von einem Klimaneutralitätsnetz sind wir weit entfernt.

Im Gegenteil, durch ein Wiedererstarken der Atomlobby und der absurden These, Atomkraft sei klimaneutral, gerät die Energiewende zunehmend in Gefahr. Als Brückentechnologie gepriesen, steht man trotz Atomausstieg im eigenen Land, den Ausbauplänen wie z.B. in Polen unkritisch gegenüber. Wie eine PR-Maschinerie zur Meinungsbildung beitragen kann, ist derzeit jeden Tag in den Medien zu verfolgen.

(10) https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/atomkraft/uranatlas_2019.pdf#page=48

SCHLUSSWORT

Als Treiber für den Übertragungsnetzausbau gilt vorrangig der europäische Stromhandel, der immer weiter zunehmen wird, solange es Stromtransport zum Nulltarif ohne z.B. Netzknotenbepreisung gibt. Sollte der erste Entwurf des NEP 2037|2045 (2023) nicht angemessen überarbeitet werden, werden Fehler in der Stromnetzplanung Deutschland zunehmend an den klima-, energie- und gesellschaftspolitischen Rand des Abgrunds bringen.

Die Energiewende wurde Jahrzehnte lang durch fehlenden politischen Willen verhindert. Blind für die immer größer werdende Energie-Abhängigkeit zu Russland, wurde man erst durch Putins Angriffskrieg gegen die Ukraine zum Umdenken gezwungen. Es ist zu befürchten, dass die Entwicklung eines zukunftsfähigen Energiemodells erneut an Lobbyismus (diesmal aus der Atomindustrie) und alten Machtstrukturen scheitern wird. Die Bundesregierung verliert den Blick auf eine Gesellschaft, die zunehmend in Ungleichgewicht gerät. Dem Diktat von Konzernen und Wirtschaftsverbänden folgend, vergisst man die Lebenswirklichkeit der meisten Menschen in Deutschland, die mit steigende Energiepreisen und Inflation zu kämpfen haben. Die Börsennachricht von Rekorddividenden und somit von satten Gewinnen der Unternehmen auch auf Kosten der Verbraucher passt ins Bild.

Bürgerinitiativen sind keine Stromnetzplaner, aber als verantwortungsbewusste und informierte Mitglieder einer demokratischen Gesellschaft legitimiert Meinung zu äußern und politische Entscheidungen zu hinterfragen. ÜNB, BNetzA und Politik sind verantwortlich für eine Stromnetzplanung die - trotz gegenteiliger Aussagen der Verantwortlichen – die Energiewende deutlich verzögern wird.

Mit der Veröffentlichung dieser Stellungnahme sind wir einverstanden.

Bundesverband der Bürgerinitiativen gegen SuedLink

für den Vorstand zeichnen





Bundesverband BI gegen SuedLink | Im Graben 5 | 36151 Burghaun

Bundesnetzagentur
Stichwort: Konsultation NEP Strom 2023-2037/2045
Postfach 8001
53105 Bonn

**per Mail an:
nep-2023@bnetza.de**

Burghaun, 2023-11-20

Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan 2037 | 2045 (2023), 2. Entwurf

VORBEMERKUNG

Als Bundesverband der Bürgerinitiativen gegen SuedLink (BBgS) nehmen wir regelmäßig an den Informationsveranstaltungen zum geplanten Ausbau des Übertragungsnetzes teil. Mit großem Interesse begleiten wir den Entwicklungsprozess vom Szenariorahmen bis zum aktuellen 2. Entwurf des jeweils aktuellen Netzentwicklungsplans.

Im Rahmen der Bürgerbeteiligung geben wir seit Jahren unsere Stellungnahmen in den Konsultationsverfahren ab. Wir betreiben Hintergrundrecherche und vergleichen Erfahrungsberichte, gehen in die Diskussion mit ausgewiesenen Energieexperten. Bezüglich der Netzplanung von ÜNB und BNetzA müssen wir aber feststellen:

SCHLIMMER GEHT IMMER

Der zweite Entwurf des NEP 2037|2045 (2023) soll den endgültigen Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes in Deutschland abbilden. Wie schon in unserer Stellungnahme zum 1. Entwurf des aktuellen NEP ausführlich begründet (siehe Anhang), sind die utopischen Ausbauziele aus mehrfacher Sicht unrealistisch. Sollte man an den Plänen tatsächlich festhalten, sehen wir nicht nur die Versorgungssicherheit, sondern auch die Energiewende zunehmend gefährdet.

Zum besseren Verständnis: Auch wenn mit Hilfe zahlreicher Gesetzesänderungen der Übertragungsnetz-Ausbau beschleunigt werden soll, steuern wir sehenden Auges in eine Energie-Versorgungslücke. Falsche und einseitige politische Entscheidungen gefährden den regionalen Ausbau der erneuerbaren Energien und mahnende Stimmen aus den unterschiedlichsten Expertenkreisen werden weitestgehend ignoriert.

- Bereits heute scheitern Offshoreprojekte an zu erwartenden Kosten und Lieferengpässen.
- Die Wasserstoffstrategie wird politisch falsch geplant und teilweise sogar unterwandert. Auch hier gehen die Kosten ins Uferlose.

- Die Integration von Speichern zur Steuerung von Erzeugung und Bedarf wird nicht ausreichend gefördert bzw. bei großen Freiflächenanlagen nicht verbindlich vorgeschrieben.
- Politisch spielt der Ausbau der Verteilnetze weiterhin eine untergeordnete Rolle, obwohl der dezentrale und regionale Ausbau der erneuerbaren Energien unaufhaltsam fortschreitet. In der Stromnetzplanung wird er zusätzlich mit geschätzten 70 – 80 Milliarden Euro zu Buche schlagen.
- Auch der Rückkauf der Übertragungsnetze von Übertragungsnetzbetreiber TenneT und Co. wird den Strompreis künftig weiter in die Höhe treiben.
- Durch den Wegfall der Spitzenkappung wird noch mehr Netzausbau gefordert werden.
- ...

Bleibt die Frage: WER SOLL DAS BEZAHLEN?

Die Bundesnetzagentur wird mit zusätzlichen Kompetenzen ausgestattet, was wir vom BBgS eigentlich begrüßen würden. Schon vor Jahren haben wir die Gründung einer unabhängigen Energieagentur angemahnt und konnten uns vorstellen, dass auch die BNetzA in diese Aufgabe eingebunden sein könnte. Doch inzwischen sehen wir die engen Verflechtungen der eigentlichen „Kontrollbehörde“ mit Übertragungsnetzbetreibern und Politik kritisch, da auch Lobbyisten aus Industrie und Wirtschaft immer mehr Einfluss auf den Entscheidungsprozess zu nehmen scheinen.

Uns erreichen zahlreiche Zuschriften von besorgten Bürger:innen - und nicht nur von „direkt“ vom Ausbau Betroffenen – die erkennen, dass es keine fundierte Grundlage gibt, um die Übertragungsnetze in dieser Dimension auszubauen. Dem Umweltschutz wird in der Planung immer weniger Bedeutung zugemessen und die Sorge vor explodierenden Netzentgelten bzw. Stromkosten ist durchaus begründet, denn eine sozial gerechte Stromnetzplanung ist nicht ersichtlich.

NEP-Entwurf S.4: *„...Wenngleich die Erzeugung von Strom dezentraler und der Verbrauch flexibler wird, findet der Ausgleich von Angebot und Nachfrage nicht bloß regional, sondern auch deutschlandweit und grenzüberschreitend statt...“*

Den Fokus zu Lasten der Versorgungssicherheit auf Import und Stromhandel zu legen, kommt uns teuer zu stehen. Die Investitionskosten belaufen sich für den Übertragungsnetzausbau (Onshore und Offshore) bis zum Zieljahr 2045 auf über 300 Milliarden Euro. Unberücksichtigt bleibt die notwendige Finanzierung, wodurch die Gesamtkosten noch beträchtlich (ca. um 30 Milliarden im Jahr) steigen werden.

Um den gesamten Energieverbrauch in Deutschland mit erneuerbaren Energien abzudecken, ist ein massiver Ausbau von Photovoltaik und Windenergie notwendig. Dennoch sind die Ausbauziele von 70 GW (derzeit 15!) für Offshore-Windstrom als unrealistisch einzustufen. Durch immer weiter entfernte Standpunkte in Nord- und Ostsee verteuert sich Windstrom um ein Vielfaches. (Bei 50 m Wassertiefe erhöhen sich allein die Fundamentkosten um das 4-fache). Auch die Netzanbindung der Offshore-Anlagen wird in Deutschland nicht von den Betreibern sondern von der Allgemeinheit getragen.

Die Vorteile einer erweiterten dezentralen Energieversorgung, basierend auf regionalen Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen, haben wir in unseren zahlreichen Stellungnahmen schon mehrfach begründet. In diesem Sinne wäre das Verteilnetz als Klimaneutralitätsnetz zu bezeichnen, nicht aber das Übertragungsnetz, das ganz anderen Interessen zugeordnet wird.

NEP-Entwurf S.242: „...Das Jahr 2045 markiert das Zieljahr zur Erreichung der Klimaneutralität in der Bundesrepublik Deutschland. In diesem NEP wird erstmals ein sogenanntes „Klimaneutralitätsnetz“ beschrieben; ein Stromübertragungsnetz, auf dessen Grundlage das deutsche Energiesystem im Jahr 2045 klimaneutral sein kann...“

Das Absurde dabei ist, dass Importe von Energieträgern (Steinkohle, Erdgas, Öl) oder anderweitig zum Einsatz kommende Treibhausgase nicht in die CO₂ Bilanz für Deutschland eingerechnet werden. Also können Kraftwerke z.B. mit importierter Steinkohle weiterhin betrieben werden, gelten aber als klimaneutral?!

Diese zunehmende Ignoranz bezüglich der Dringlichkeit zum Klimaschutz ist besorgniserregend. Im Interesse von Energiekonzernen und energieintensiven Unternehmen wird in Teilen der Politik die Energiewende zunehmend konterkariert. So ist Atomkraft plötzlich umweltfreundlich, Übertragungsnetzausbau nicht nur in Nord-Süd-Richtung sondern auch von Ost nach West dringend erforderlich und eine Umfrage der Übertragungsnetzbetreiber belegt seit Neuestem, dass angeblich in weiten Teilen der Bevölkerung eine Zustimmung zum Übertragungsnetzausbau vorliegt. Diese Behauptungen sind jederzeit widerlegbar und genauso aberwitzig, wie die Präsidentschaft einer wichtigen UN-Klimakonferenz dem Chef eines staatlichen Erdölkonzerns zu überlassen.

Steigender Ausbaubedarf durch Spitzenkappung vorprogrammiert

Der Energiemarkt ist ein viel umkämpftes Feld. Durch seine zentrale Lage ist Deutschland zum Transitland für den Stromhandel in Europa geworden. Dies sollte nicht bedeuten, dass jede Kilowattstunde die produziert wird, auch transportiert werden muss. Denn obwohl der wirtschaftliche Nutzen für Anlagenbetreiber (niedrige Strompreise bei hoher Erzeugung) quasi gegen Null geht, wird durch den Wegfall der Spitzenkappung der Netzausbaubedarf steigen. Eine Kosten-Nutzen-Analyse wäre auch hier angebracht. Stromhandelsgeschäfte werden auf Kosten der Allgemeinheit getätigt, da Transportkosten nicht dem Strompreis sondern den Netzentgelten zugeordnet sind. Gleichzeitig ist ein zentralistisch geplantes Energienetz anfälliger für großflächige Systemausfälle, egal welcher Natur. Da sich die politische Weltlage weiterhin besorgniserregend entwickelt, ist objektiv betrachtet künftig auch vermehrt mit terroristischen Anschlägen zu rechnen.

Der BBgS lehnt auch den 2. Entwurf zum NEP 2037|2045 (2023) ab

Der Netzentwicklungsplan basiert auf einem Szenariorahmen, der den prognostizierten hohen Strombedarf für das Zieljahr 2045 in keiner Weise begründen kann. Schnell fortschreitende technische Entwicklungen werden ignoriert. Weder die steigende Effizienz von Wärmepumpen, noch der vermehrte Einsatz von Speichertechnologien wird berücksichtigt. Die Rolle der Biomasse zur regionalen Stromerzeugung bei Dunkelflauten wird ebenfalls unterschätzt. Kein Szenario orientiert sich an einer dezentralen Energiewende, obwohl immer

mehr Kommunen an der Umsetzung regional entwickelter Konzepte arbeiten. Die negativen und unumkehrbaren Umweltauswirkungen durch überdimensionierten Netzausbau werden auch in Zeiten des Klimawandels schlichtweg ignoriert.

Da der Umweltbericht zum Netzentwicklungsplan nun in einem gesonderten Verfahren konsultiert wird, möchten wir zu diesem Zeitpunkt auf weitere Ausführungen verzichten, aber abschließend noch Kritik an der Beschränkung von Umweltverträglichkeitsprüfungen in Planungsverfahren anmerken. Die Festlegung von Präferenzräumen für weitere Stromtrassen durch die Bundesnetzagentur allein auf Grundlage einer vorgelagerten Strategischen Umweltprüfung sehen wir ebenfalls problematisch, da hier keine aussagekräftigen Daten zu Natur- und Artenschutz vorliegen.

Diese Stellungnahme im Rahmen der Konsultation zum Netzentwicklungsplan 2037 | 2045 (2023) - 2. Entwurf, ist zur Veröffentlichung freigegeben.

Bundesverband der Bürgerinitiativen gegen SuedLink
für den Vorstand zeichnen



700093

Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700093
Eingangsdatum: 20.11.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation: currENT
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:

Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 2

Stellungnahme:

Dear Sir/Madam,

Please find attached our comments for the consultation. Do not hesitate to reach out if you have any questions.

Kind regards,

currENT statement on the second draft of the 2037/2045 grid development plan

currENT welcomes the fact that the 2037/2045 grid development plan explicitly addresses the role of innovations in the electricity system of the future in Chapter 6 "Innovations". However, the definition of innovation is far too narrow and not technology-neutral. As a result, key technologies which stand to make a critical contribution in the long-term are excluded across the board. Most of the innovations currently listed in the NDP are already available and scalable. It is important that the grid development plan facilitates the testing and demonstration of innovative technologies in controlled environments for a limited amount of time until their manufacturing can be scaled and fully commercialised. This would also be compatible with the European Commission's proposal to establish "Net-zero regulatory sandboxes" to promote innovation in the field of grid technology¹. The NDP should facilitate and encourage system operators to undertake such demonstration projects in a controlled real-world environment and monitored by a competent authority.

As correctly stated in the NDP, large-scale testing and validation of technologies must be guaranteed to develop a secure and resilient power grid for a decarbonised German and European electricity supply based largely on variable renewable energy in the forms of solar and wind. Innovative and potentially disruptive technologies must be given a development perspective on the way to commercial application and demand for these technologies must be triggered on the part of grid operators. The draft NEP does not provide such a perspective.

Due to the time horizon of long-term grid planning up to 2045, the innovation chapter must include and prioritise technologies that are expected to reach market and deployment maturity within this period. To ensure that the innovation chapter can fulfil its intended purpose, we therefore propose the following adjustments.

1) Expansion of the concept of innovation

Chapter 6 of the second draft of the grid development plan correctly recognises that "the use of current solutions and concepts alone is not sufficient to achieve the transformation of the energy system".² At the

¹ COM(2023) 161 final. Proposal for a regulation on establishing a framework of measures for strengthening Europe's net-zero technology products manufacturing ecosystem (Net Zero Industry Act).

² Electricity Network Development Plan 2037/2045 (2023), second draft | Transmission system operator CC-BY-4.0

same time, the grid development plan "only takes into account those innovations whose market availability or readiness for use is already available or foreseeable today".³ This would correspond to a technological readiness level (TRL) of 9.

This narrow interpretation of the concept of innovation means that valuable innovation potential is left untapped. **Newer technologies in particular, which are at earlier stages of the innovation cycle, urgently need investment signals so that they can bridge the so-called "valley of death" and be transferred from the laboratory to a commercial application. Only by signalling a technological development path for innovation can the current chicken-and-egg problem with regard to innovative network technologies be resolved.**

2) Discrepancy between research policy priorities and long-term system planning

One of the aims of the Network Development Plan is to create a reliable planning basis for the German government's climate protection targets. In this context, the NDP considers it fundamental that "the infrastructure [...] must be equipped with innovative technologies and further expanded".⁴ The exclusion of technologies with a lower degree of maturity than TRL 8 mentioned in the previous chapter creates a discrepancy between the political will to innovate and the reality of grid planning.

³ *Ibid.*

⁴ Electricity Network Development Plan 2037/2045 (2023), second draft | Transmission system operator CC-BY-4.0



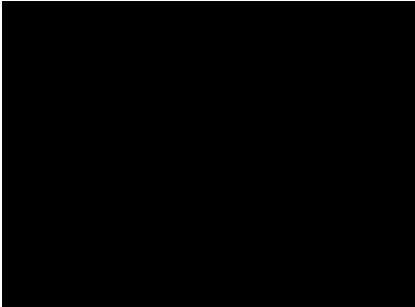
700094

Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700094
Eingangsdatum: 20.11.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

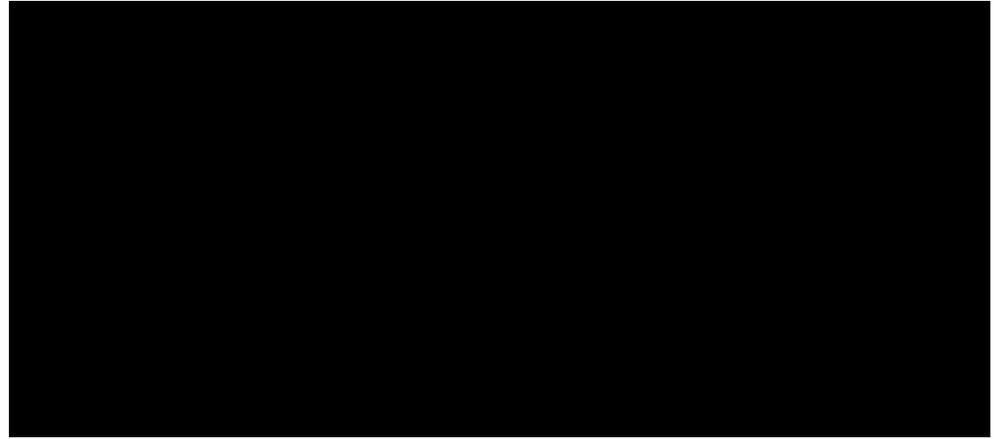
Organisation: Bundesverband der Bürgerinitiativen gegen SuedLink
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:



Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme:



Sehr geehrte Damen und Herren,

Fristgerecht geben wir unsere Einwendungen zum vorliegenden 2. Entwurf des NEP 2037 / 2045 ab.

mit freundlichen Grüßen
im Namen der Vorstandschaft



--



1. Vorsitzender
Norbert Kolb
Hauptstraße 88

An
Netzentwicklungsplan Strom
Betreff: Konsultation des Netzentwicklungsplan

Postfach 80 01
53105 Bonn

E-Mail: konsultation@netzentwicklungsplan.de

Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan Strom NEP 2037/2045 (2023) – 2. Entwurf

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Bürgerinitiative Bergrheinfeld e.V. nimmt zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2037/2045 (2023) wie folgt Stellung:
Auch im 2. Entwurf des NEP liegt eine offensichtliche Überdimensionierung des geplanten Netzausbaus vor. **Der vorgelegte Netzentwicklungsplan ist inakzeptabel und muß verworfen werden!**

Energiewende dezentral

Wir fordern seit Jahren eine Umsetzung der Energiewende dezentral. Der Ausbau von erneuerbaren Energien (EE) mit Windkraft und PV-Anlagen ist zu fördern. Ein Ausbau der Verteilnetze ist notwendig, um EE regional zu integrieren. Dies haben wir bereits in unzähligen Stellungnahmen zu NEP und Szenariorahmen gefordert. Der Anteil an Strom aus EE wird sich in den nächsten Jahren massiv erhöhen. 97 % der EE werden regional in das Verteilnetz eingespeist. Eine lastnahe Verteilung könnte den Übertragungsnetzausbau vermindern.

Szenariorahmen

Der Szenariorahmen (SZR) zum NEP suggeriert die Notwendigkeit utopischer Ausbauziele. Statt Verantwortung für die Energieversorgungssicherheit in Deutschland zu übernehmen scheinen die Verantwortlichen jeglichen Realitätssinn verloren zu haben. Der NEP basiert auf Annahmen, die immer wieder neuen Übertragungsnetzausbau fordern. Stromimport wird zur Grundlage der Planungen, ohne Alternativen zu bewerten, ohne Kosten-Nutzen-Analyse für den Netzausbau und ohne eine Optimierung zwischen Gas-, Strom- und Wasserstoffnetz zu berücksichtigen. Bei der Erstellung des Szenariorahmens wurden entsprechende Input-Parameter (Energieerzeugung-Speicherung-Transport-Nutzen-Kosten) in keinem der Szenarien berücksichtigt. Der Bau eines Gleichstromnetzes (DC-Netz) für die Industrie und den Stromhandel parallel zum bestehenden Höchstspannungsnetzes (AC-Netz) ist seit langem Wunsch der ÜNB. Hier sprengt der NEP alle realistischen Grenzen.

Offshore-Windenergie

Die Ausbauziele für 70 GW Offshore-Windenergie sind nicht umsetzbar. Ohne Rücksicht auf die ökologische Belastungsgrenze von Nord- und Ostsee werden durch die Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes die Ausbauziele deutlich erhöht.

Als zusätzliche Leitung wurde der Offshore-Interkonnektor Bornholm Energy Island aufgenommen, eine hybride 400 km lange Hochspannungs-Gleichstrom- Übertragung durch die Ostsee von der dänischen Insel Seeland über die dänische Insel Bornholm weiter nach Mecklenburg-Vorpommern. Bei allen Ambitionen und unter Ausblendung der negativen Umweltauswirkungen auf das Ökosystem Nord- und Ostsee wird spätestens in der Realisierungsphase klar werden: Es fehlt an Geld (Überschuldung), an Material (Lieferkettenengpässe) und an Arbeitskräften (Fachkräftemangel). Teure Offshore-Projekte zu planen, ohne die Netzanschlusskosten und den Zeitplan für den Ausbau der benötigten Übertragungsnetze zu berücksichtigen kommt einem kollektiven Versagen auf Entscheidungsebene gleich und gefährdet die Energiewende.

Abschaffung Spitzenkappung

Mit der Abschaffung der Spitzenkappung ändert sich der Bedarf an Leitungen. Es ist von mindestens 1/3, wahrscheinlich eher min. 40 %, mehr an Leitungen auszugehen. Begründet wird dies mit bereits jetzt fehlender Spitzenkappung beim Ausbau der Verteilnetze. Die Lage sei allgemein schwer abschätzbar bzw. berechenbar. Die Abschaffung der Spitzenkappung gibt den ÜNB eine gute Vorlage neue Leitungen zu fordern. Alternativen werden wie immer nicht berücksichtigt. Die ÜNB müssen die neuen Leitungen nicht bezahlen. Es wird auch hier keine Kosten-Nutzen-Analyse geben.

Kosten

Auch der 2. Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) ist überdimensioniert, nicht bedarfsgerecht und auch wirtschaftlich nicht zumutbar. Nach dem Modell der ÜNB wird den Netzausbauplänen eine Unmenge an Strom aus EE (700 GW) zugrunde gelegt, die transportiert werden muss. Im 2. Entwurf des NEP sind im Onshore-Bereich die Investitionskosten um 12,5 Milliarden € gestiegen. Das Megastromnetz der Zukunft würde voraussichtlich an die 500 Milliarden Euro kosten. Ein zusammenhängendes Höchstspannungsnetz mit Gleich- und Wechselstromleitungen in alle Richtungen ist in der angestrebten Größenordnung nicht beherrschbar und bringt zusätzlich nicht abschätzbare Umweltauswirkungen mit sich.

Viele Kommunen in Deutschland werden betroffen sein und wissen noch gar nicht, welche Belastungen auf sie zukommen.

Das Übertragungsnetz in der von den ÜNB gewünschten Dimension auszubauen ist aus Natur- und Umweltschutzgründen und aus Kosten- und Bedarfsgründen nicht umsetzbar. Eine Kosten-Nutzen-Analyse, die wir seit Jahren fordern und die bisher noch immer nicht vorgelegt wurde, könnte dies belegen. Die Kosten für den Übertragungsnetzausbau steigen ins Uferlose und sind nicht mehr bezahlbar. Selbst die holländische Firma TenneT TSO GmbH sieht sich dieser Aufgabe nicht mehr gewachsen und will ihren Anteil am deutschen Übertragungsnetz mangels Kapital verkaufen.

Verteilnetz für Versorgungssicherheit

97 % der EE werden in das Verteilnetz eingespeist. Nur mit einem schnellen Ausbau der Verteilnetze kann ein rasanter EE-Zubau realisiert werden. Doch Verteilnetze können nicht vorausschauend ausgebaut werden, sondern erst dann, wenn die Kapazitätsgrenzen erreicht sind (im Gegensatz zu Übertragungsnetzen, siehe NEP). Hier ging wertvolle Zeit durch überholte Regulierungen der BNetzA verloren. Der Gesetzgeber hat die Aufgabe, die Gleichbehandlung der Verteilnetze bis in die letzte Netzebene durch vereinfachte Regelungen zu beschleunigen.

In Bayern hat der Zubau von PV-Anlagen Rekordniveau erreicht und verdeutlicht, dass die Energiewende von immer mehr Menschen aktiv vorangetrieben wird. Die Akzeptanz von Windkraft ist in einer breiten Bevölkerungsschicht vorhanden. Die Kommunen möchten gemeinsam mit ihren Bürgerinnen und Bürgern den Umbau auf ein erneuerbares Energiesystem mitgestalten und auch vor Ort entscheiden. Es besteht hohe Bereitschaft, auf Natur- und Umweltschutz im eigenen Lebensumfeld zu achten.

Dass unser Stromnetz ertüchtigt und ausgebaut werden muss, steht außer Frage. Dies heißt jedoch nicht, Pläne der ÜNB abzunicken, sondern aktiv in den Netzentwicklungsprozess eingebunden zu sein. Nur eine stärkere Bürgerbeteiligung kann zu mehr Akzeptanz führen. Ein überbordender NEP, bei dessen Erstellung die Netzausbaukosten nicht durch eine Kosten-Nutzen-Analyse überprüft werden, ist hier kontraproduktiv, während höhere Investitionen in PV-Anlagen eine Steigerung der regionalen Erzeugung und der Einsatz von Batteriespeichern zusätzlichen Netzausbau kompensieren könnten. Durch Optimierung und Ausbau von Verteilnetzstrukturen wird garantiert, dass der Strom auch dort verbraucht werden kann, wo er erzeugt wird. Den Gemeinden, Kommunen, Bürgerinnen und Bürgern muss eine gewisse Entscheidungsfreiheit in der Entwicklung des eigenen „Energiewendemodells“ zugestanden werden. Durch mehr Dezentralität und regionale Teilhabe, wie im zellularen Ansatz gefordert, kann die Versorgung mit EE schneller umgesetzt werden.

Übertragungsnetz für den Stromhandel

Der aktuelle NEP-Entwurf ist hauptsächlich auf Stromimporte ausgelegt. Die europäische Vernetzung mit zunehmendem Stromaustausch zwischen den Ländern wird durch den Bau von weiteren Interkonnektoren auf dauerhaften Stromimport/Stromtransfer ausgelegt. Es werden weitere HGÜ-Leitungen in direkter Anbindung von den Offshore-Anlagen zu den Verbraucherzentren gefordert, ohne die Netzausbaukosten diesen Anlagen zuzuordnen. Daraus ergibt sich eine Wettbewerbsverzerrung gegenüber an Land erzeugten EE.

Die Abhängigkeit von Stromimporten muss sich verringern, damit nicht automatisch wieder Atom- bzw. Kohlestrom nach Deutschland fließt. Ein von fossilen Konzernen gesteuertes zentralistisches Energiesystem ist nicht mehr zeitgemäß.

Als Treiber für den Übertragungsnetzausbau gilt vorrangig der europäische Stromhandel, der immer weiter zunehmen wird, solange es Stromtransport zum Nulltarif ohne z.B. Netzknotenbepreisung gibt.

Beschleunigung beim Netzausbau mit fatalen Auswirkungen

Es darf keinen Freifahrtschein für Netzausbau auf Kosten der betroffenen Regionen geben. Bereits in laufenden Planungsverfahren gibt es zahlreiche Verstöße gegen Vorschriften zu Umwelt- und Naturschutz. Deshalb wurden Klagen von betroffenen Gemeinden eingereicht.

Umweltverträglichkeitsprüfungen einzuschränken und mit heißer Nadel gestrickte

Beschleunigungsgesetze für den Netzausbau zu erlassen um Bürgerbeteiligung zu verhindern, sind der falsche Lösungsansatz. So erreicht man keine Akzeptanz.

Unser gesamtes Wirtschaftssystem ist auf einen extrem hohen Energieverbrauch ausgelegt. Die energieintensive Industrie fordert aus Unternehmensinteressen billigen Strom ein, beteiligt sich selbst aber nicht an alternativen Lösungen. Gewinnmaximierung und Wachstum um jeden Preis werden über das Allgemeinwohl gestellt. Somit ist die Forderung nach neuen

Höchstspannungsleitungen die einfachste Lösung, denn steigende Netzkosten müssen, wie allseits bekannt, hauptsächlich private Haushalte, Kommunen und mittelständische Unternehmen tragen.

Das deutsche Stromnetz ist eines der sichersten weltweit – immer noch. Dies darf durch Planungsfehler nicht gefährdet werden. Durch die Energiewende entstehen neue Bedarfe und diese verlangen neue Lösungen. Dem Verteilnetz kommt dabei eine entscheidende Rolle zu. Bei der Erstellung des NEP muss dies berücksichtigt werden. Erzeugungsstrukturen da aufbauen, wo Energie verbraucht wird und Synergien nutzen. Das ist das Thema der Zukunft.

Klimaneutralitätsnetz

Es gibt kein Klimaneutralitätsnetz mit Kohle- und Atomstrom. Wir widersprechen der Darstellung der Übertragungsnetzbetreiber, das Übertragungsnetz werde zunehmend zu einem Klimaneutralitätsnetz ausgebaut.

Sicherlich, der Anteil an EE im Strommix nimmt zu, aber als Transitland im Herzen Europas soll Deutschland nach den Plänen der ENTSO-E (Verband der europäischen ÜNB) zur Drehscheibe für den europäischen Stromhandel werden - unabhängig von den energiepolitischen Zielen der Nachbarländer und grenzüberschreitend mit Kohle- und Atomstrom. Ein massiver Zubau von Interkonnektoren für dieses Megastromnetz ist im SZR bereits verankert. Atomkraft ist nicht klimaneutral und der Anteil konventioneller Stromerzeugung bleibt in den meisten Ländern bis 2035 immer noch sehr hoch. Von einem Klimaneutralitätsnetz sind wir weit entfernt. Im Gegenteil, durch ein Wiedererstarken der Atomlobby und der absurden These, Atomkraft sei klimaneutral, gerät die Energiewende zunehmend in Gefahr. Als Brückentechnologie gepriesen, steht man trotz Atomausstieg im eigenen Land, den Ausbauplänen wie z.B. in Polen unkritisch gegenüber.

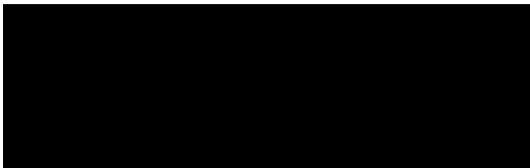
Fazit

Der NEP 2037/2045 (2023) darf in der vorliegenden Entwurfsfassung nicht genehmigt werden und muss dringend neu aufgestellt werden. Die überdimensionierte und fehlerhafte Stromnetzplanung wird Deutschland an den klima-, energie- und gesellschaftspolitischen Rand des Abgrunds bringen. Jahrelang wurde die Energiewende durch fehlenden politischen Willen verhindert. Putins Angriffskrieg hat gezeigt was eine immer größer werdende Energie-Abhängigkeit für Deutschland bedeutet. Und trotzdem ist man bereit, sich lt. NEP-Entwurf durch zunehmende Stromimporte immer stärker in Abhängigkeiten zu begeben.

Es ist zu befürchten, dass die Entwicklung eines zukunftsfähigen Energiemodells erneut an Lobbyismus (diesmal aus der Atomindustrie) und alten Machtstrukturen scheitern wird. Die Bundesregierung verliert den Blick auf eine Gesellschaft, die zunehmend in Ungleichgewicht gerät. Dem Diktat von Konzernen und Wirtschaftsverbänden folgend, vergisst man die Lebenswirklichkeit der meisten Menschen in Deutschland, die mit steigenden Energiepreisen und Inflation zu kämpfen haben. Die Börsennachricht von Rekorddividenden und somit von satten Gewinnen der Unternehmen auch auf Kosten der Verbraucher passt ins Bild. Bürgerinitiativen sind keine Stromnetzplaner, aber als verantwortungsbewusste und informierte Mitglieder einer demokratischen Gesellschaft legitimiert Meinung zu äußern und politische Entscheidungen zu hinterfragen.

ÜNB, BNetzA und Politik dagegen sind verantwortlich für eine Stromnetzplanung die die Energiewende deutlich verzögern und die Bürgerinnen und Bürger mit nicht mehr bezahlbaren Energiekosten belasten wird.

Mit der Veröffentlichung dieser Stellungnahme sind wir einverstanden.





700097

Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700097
Eingangsdatum: 20.11.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Aktionsbündnis Trassengegner

Anrede:

Titel:

Vorname:

Nachname:

Straße, Hausnummer / Postfach:

PLZ, Ort:

E-Mail:

Telefon:

Veröffentlichung:

Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

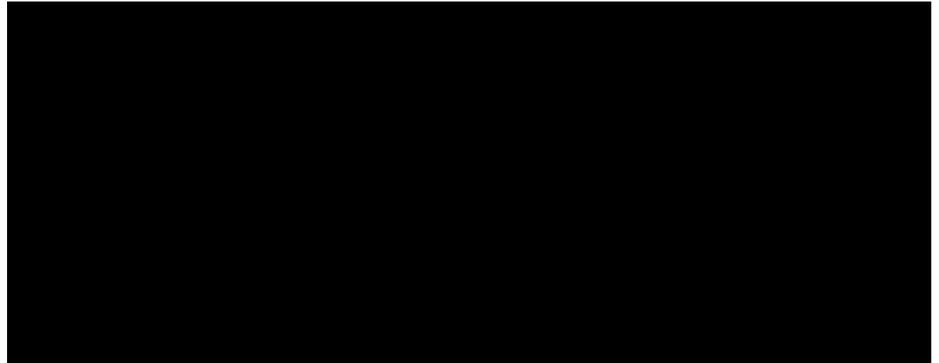
Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

beigefügt erhalten Sie die Stellungnahme des Aktionsbündnis Trassengegner zum Konsultationsverfahren.

Diese Stellungnahme ist zur Veröffentlichung im Rahmen der Konsultation zum Netzentwicklungsplan 2037/2045, Version 2023 (2. Entwurf) freigegeben.

Mit freundlichen Grüßen



Hintergrund - WER WIR SIND:

Das Aktionsbündnis gegen die Süd-Ost-Trasse besteht seit Anfang 2014 und wurde ursprünglich gegen den Bau der sogenannten Süd-Ost-Passage der Firma Amprion gegründet, die aufgrund des starken Widerstands verhindert wurde, ebenso die Wechselstromtrasse P44/P44mod. Der Bau des Südostlink und des Südlink wurden um Jahre verzögert. Beide Gleichstromtrassen sind noch nicht gebaut.

Wir sind gemeinsam mit dem Bundesverband gegen SuedLink (BBgS), dem Aktionsbündnis Ultranet, dem Aktionsbündnis gegen die Juraleitung und weiteren Initiativen unter dem Namen "Aktionsbündnis Trassengegner" aktiv. Unser Aktionskonsens ist: Für eine dezentrale Energiewende ohne überdimensionierten Netzausbau!

Deshalb schließt der Kampf alle Übertragungsnetzausbau-Projekte mit ein, die den Erhalt fossiler und atomarer Energieerzeugung im Stromnetz fördern und im Widerspruch zum UN-Klimaabkommen von Paris stehen. Das Sankt-Florians-Prinzip lehnen wir ab. Eine sinnlose Trasse kann man zwar verschieben, man kann sie auch vergraben, aber sie bleibt trotzdem sinnlos!

"Eine Planung gegen die Totalablehnung in manchen Regionen war schlicht nicht erfolgsversprechend."

Jochen

Homann<[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Reden/2017/11072017_sprechzettel.pdf?](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Reden/2017/11072017_sprechzettel.pdf?__blob=publicationFile&v=2)

__blob=publicationFile&v=2>, ehem. Präsident der Bundesnetzagentur

Netzentwicklungsplan Strom



Weißenbrunn, 20.11.2023

Per Mail an nep-2023@bnetza.de

Konsultation zum Netzentwicklungsplan 2037/2045,
Version 2023 (2. Entwurf)

***Der vorgelegte Netzentwicklungsplan 2037/2045,
Version 2023 (2. Entwurf) ist inakzeptabel und muss verworfen werden.***

Die Pläne der Übertragungsnetzbetreiber sind fern jeder wirtschaftlichen Realität, so dass ihnen eigentlich nur pauschal die Rote Karte für das angestrebte, veraltete und verfehlt System gezeigt werden kann. Die zahlreichen neu geplanten Stromtrassen werden in vielen Regionen nicht auf Akzeptanz, sondern auf zunehmend mehr Widerstand stoßen. Und das aus gutem Grund: Es ist erkennbar, dass die Planungen der Übertragungsnetzbetreiber kontraproduktiv sind für Energiewende, Klimaschutz und eine sozial gerechte Energieversorgung.

Es ist ebenfalls erkennbar, dass der Stromnetzausbau zunehmend in eine finanzielle Schieflage gerät. Um einen zu starken Anstieg der Netzentgelte zu regulieren, werden diese künstlich mithilfe von Mitteln aus dem Wirtschaftsstabilisierungsfonds gedämpft. Nicht zuletzt zeigt der geplante Verkauf des Übertragungsnetzbetreibers Tennet, dass dem niederländischen Staat die hohen Investitionskosten in den deutschen Netzausbau offensichtlich zu heiß werden, und das trotz lukrativer Eigenkapital-Renditen.

Gemeinwohldienlichkeit ist nicht gegeben

Der geplante Stromtrassen-Ausbau ist fokussiert auf die Bedürfnisse der alten Stromkonzerne und führt zu einer Abhängigkeit vom Ausland. Deutschland wird aufgrund seiner zentralen Lage zum Stromtransit-Land. Die Verstärkung der neuen Ost-West-Transit-Trassen sollte endlich das Ende des Windstrom-Märchens bedeuten. Der von den Übertragungsnetzbetreibern geprägte, viel zitierte Satz,

“der Windstrom muss vom Norden in den Süden” als angebliches Erklär-Modell für den Bedarf neuer Stromleitungen hat ausgedient: Immer deutlicher werden die Pläne für den europäischen Stromhandel sichtbar. Jetzt heißt es: „Der Atomstrom muss vom Westen in den Osten“ - und umgekehrt.

Damit wird der demokratisch beschlossene Atomausstieg in Deutschland konterkariert, 100 Prozent Erneuerbare Energien werden nicht erreicht und offensichtlich mit der Netzausbauplanung auch gar nicht angestrebt. Die Einhaltung der Klimaziele kann so keinesfalls gelingen. Dezentrale Alternativen sind machbar und alternativlos, wenn die Anforderungen des Klimaschutzgesetzes berücksichtigt werden sollen. Dazu vorliegende Studien werden seitens der Netzplaner konsequent ignoriert, die notwendige öffentliche Diskussion wird verweigert. Damit kann keine Akzeptanz für die Netzausbau-Projekte erreicht werden.

Eklatantes Versäumnis: Wirksames Instrument der Spitzenkappung wird verweigert

Vollkommen unverständlich ist, dass, anders als im NEP 2035 (2021), im vorliegenden NEP 2037/2045 (2023) das Instrument der Spitzenkappung nicht angewandt wird. Damit wird letztlich das Stromnetz so geplant, dass jede Stromspitze und jede kleinste Kilowattstunde jederzeit übertragen werden soll. Dabei hat die Spitzenkappung nach früheren Berechnungen des BMWi maßgeblich zur Reduzierung des Netzausbaus um 30 bis 40 Prozent geführt.

Ungenügende Berücksichtigung der Netzausbau-Kosten – Deutschland wird Stromtransit-Land

Die Frage, ob der von den ÜNB vorgeschlagene Ausbau überhaupt bezahlbar ist, wird nicht überprüft. Insgesamt liest sich der jetzt vorgelegte Netzentwicklungsplan wie ein völlig aus dem Ruder gelaufener Wunschzettel der Stromhandels-Konzerne.

§ 1 Abs. 1 EnWG verpflichtet, eine „möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit“ zu garantieren. Der geplante Netzausbau führt aber klar erkennbar nicht zu einem System mit vorrangig Erneuerbaren Energien und damit nicht zum notwendigen Klimaschutz. Es werden zudem für Deutschland zahlreiche neue Gleichstromtrassen und Wechselstromtrassen geplant, die erklärtermaßen der profitorientierten Durchleitung von Strom dienen, nicht der Versorgungssicherheit der Bevölkerung. Ein Übertragungsnetzausbau in dieser Dimension müsste realistisch geschätzt zu Kosten von rund 350 bis 400 Mrd. Euro (statt rund 200. Mrd. Euro) führen.

Diese Kosten der Netzausbau-Projekte werden zu einer massiven Erhöhung der Netzentgelte führen. Strom wird zum Luxusgut. Eine sozial gerechte Energieversorgung wird damit nicht gelingen. Denn diese Kosten werden über die Netzentgelte zu einem überwiegenden Anteil von kleinen und mittelständischen Stromkunden getragen, nicht von der Industrie, in deren vorrangigem Interesse die vorgelegten Planungen jedoch stehen.

In allen Szenarien bleibt Deutschland das Land in Europa mit sowohl dem Spitzenwert für **Transite** in einer einzelnen Stunde als auch für den Umfang der Transite über das Jahr summiert. Der hohe Stromaustausch durch Deutschland ist eine Folge der zentralen Lage des deutschen Marktgebietes im europäischen Verbund.

Offshore-Stromerzeugung: Transportkosten und Umweltschäden bleiben unberücksichtigt, Schutz der kritischen Infrastruktur fehlt

Dass die Transportkosten für Offshore-Strom, in der Marktsimulation des NEP nicht angerechnet werden, wenn Strom aus dem Norden im Süden verbraucht wird, führt de facto zu einer Marktverzerrung. Es wird damit eine bestimmte Erzeugungsform bevorzugt, damit Offshore mit dezentral erzeugtem Strom aus PV und Onshore-Windkraft mithalten kann. Eine Überprüfung der Alternativen - das heißt wie würden sich die Kosten entwickeln, wenn man statt Offshore-Strom den Strom vorrangig dezentral erzeugt - fehlt. Auch wird der Stromverbrauch mit dem neuen NEP zu hoch eingeschätzt. Aus jetziger Sicht zeichnet sich ab, dass energieintensive Industrie ihre Produktion in Deutschland reduziert und in Folge auch der Energieverbrauch niedriger sein wird. Es fehlt ein Vergleich von Szenarien, bei denen statt Strom-Transport der Transport von Wasserstoff Vorrang erhält.

Der übermäßige Ausbau der Offshore-Windenergie auf rund 70 Gigawatt würde zu einer nicht akzeptablen Belastung von Umwelt und Natur im Bereich der Nordsee und des Wattenmeeres führen. Durch die von vier auf mehr als 20 Projekte gestiegene Zahl von neuen HGÜ-Trassen im aktuellen NEP-Entwurf würde es zu erheblichen Umwelteingriffen in Boden, im Grundwasser und in Wäldern kommen. Wie diese ambitionierten Ziele realisiert werden sollen, ist schlicht nicht volkswirtschaftlich darstellbar. Zudem fehlt es zunehmend an Rohstoffen und Arbeitskräften – wertvolle Ressourcen, die dringend beim Ausbau von Verteilnetzen und verbrauchsnahe ausgebauten Erzeugungskapazitäten benötigt werden.

Der Schutz der kritischen Infrastruktur und der Erzeugungsanlagen, gerade auf See, ist nicht gewährleistet und realistischer Weise auch zukünftig nicht lückenlos machbar. Ein zelluläres, dezentral ausgerichtetes System ist auch aus diesem Grund möglicherweise überlebenswichtig. Das eigentlich alternativlose Ziel der Versorgungssicherheit für Deutschland und Europa wird einmal mehr dem Profit einiger weniger Konzerne und den Interessen der Stromhändler untergeordnet.

Fossil-atomarer Stromhandel konterkariert Atomausstieg, Klimaziele werden verfehlt, Versorgungssicherheit wird durch Netzausbaupläne nicht gewährleistet

Kapazitätslücken sollen laut dem vorliegenden NEP-Entwurf zu einem wesentlichen Teil durch Importe aus dem Ausland geschlossen werden. Dabei ist aber nicht sichergestellt, dass bei Strommangel in Deutschland ausreichend Strom aus Erneuerbaren im Ausland vorhanden ist. Die im NEP enthaltenen Importe weisen darauf hin, dass auch auf den Import von Atomstrom oder auch Kohlestrom gesetzt wird. Der NEP widerspricht damit den Zielen Deutschlands zum Atomausstieg.

Zitat NEP: „Mit Blick auf die Austauschenergiemengen mit den Anrainerstaaten lässt sich für Deutschland insgesamt ein hoher Nettoimport feststellen, der sich von 2037 bis 2045 noch weiter erhöht.“

[NEP 2037 2045 V2023 2 Entwurf Teil1.pdf \(netzentwicklungsplan.de\)](#) S. 66

Betrachtet man die Erzeugung in unseren Nachbarländern und die Tatsache, dass die Importe nach Deutschland laut vorliegendem NEP zunehmen, so kann die Netzausbauplanung nicht zum Klimaschutz beitragen. Der Strom aus den Nachbarländern stammt zu wesentlichen Anteilen nicht aus Erneuerbaren Energien.

Erdverkabelung führt zu gravierenden Schäden für Umwelt und Landwirtschaft

Der beim Bau von HGÜ vorgesehene Erdkabel -Vorrang ist eine rein politisch motivierte Akzeptanzmaßnahme. Die vorgesehene Erdverkabelung für HGÜ-Leitungen führt über hunderte von Kilometern zu massiven Umweltschäden mit bleibenden Schneisen in der Natur. Erdkabel bei Wechselstromleitungen müssen aufgrund der hohen Erwärmung und der massiven baulichen Maßnahmen ebenfalls abgelehnt werden. Mit gravierenden Ernteausfällen, aber auch mit immensen Wertverlusten bei Bodenflächen, muss gerechnet werden. Das Bodenleben ist in Gefahr, aufgrund der Kombination von Wärme und künstlicher elektrischer oder magnetischer Felder über hunderte von Kilometern zum Erliegen zu kommen. Erdkabel können erhebliche, negative Auswirkungen auf das Grundwasser haben. Die Forschungen dazu sind vollkommen unzureichend. Für die Hochrüstung von Freileitungen im Wechselstrombereich ist ebenfalls kein Bedarf zu erkennen.

Fazit: Warum es keine Akzeptanz für neue Übertragungstrassen geben wird

Das Strommarktmodell muss grundlegend verändert werden. Es muss eine Netzentwicklungsplanung erfolgen, die sowohl die Fixkosten der Stromerzeuger als auch die Netzausbaukosten in die Netzentwicklungsplanung mit einbezieht. Ziel muss es sein, eine gesamtwirtschaftliche Optimierung umzusetzen, bei der auch die Umweltfolgekosten einbezogen werden. Der Bürger*innen-Energie und Klimaschutz muss Vorrang vor profitgetriebenem Stromhandel gewährt werden.

Der Widerstand gegen die geplanten Übertragungsnetzausbau-Projekte, gerade auch an Sümlink und Südostlink, wird seitens der Bürgerinitiativen im Aktionsbündnis Trassengegner auf Verzögerung und Verhinderung durch Proteste und juristische Mittel ausgerichtet bleiben. Die Bundesregierung und Landesregierungen fordern wir dazu auf, nicht länger mit Vollgas in eine gefährliche energiepolitische Sackgasse zu steuern. Klimaschutz und eine bürgernahe Energiewende werden durch die rein auf ein zentralistisches System ausgerichteten Netzausbau-Pläne verhindert. Dazu kommt an vielen Orten die drohende Zerstörung wertvoller Wälder und Böden durch Freileitungsschneisen und Erdkabel-Trassen – Zerstörungen, die in keinem Netzentwicklungsplan eingepreist und berücksichtigt werden.

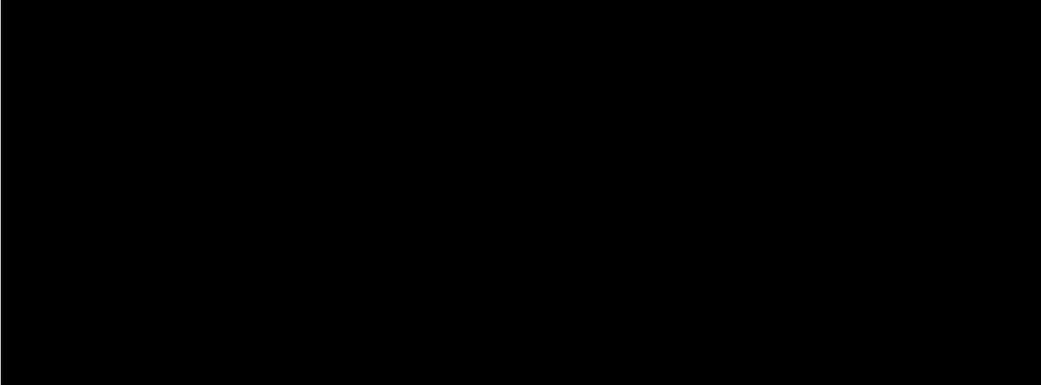
Neue Übertragungsleitungen kommen für Klimaschutz zu spät

Noch ist keines der überdimensionierten Stromtrassen-Projekte weiter gekommen als zum ersten Spatenstich. Zeit genug also für die Bundesregierung, endlich auch die „Zeitenwende“ auf dem Strommarkt einzuläuten. Da die Wünsche der Übertragungsnetzbetreiber den Interessen der Allgemeinheit widersprechen, sind die politisch Verantwortlichen gefordert, regulierend einzugreifen.

Die politische Diskussion um den Netzausbau ist geprägt von einer erheblichen Ignoranz dem gegenüber, was die Menschen vor Ort tatsächlich inhaltlich bewegt. Es wird seitens der Netzausbau-Projektierer aus Wirtschaft und Politik viel gemutmaßt, warum der Übertragungsnetzausbau seit Jahren auf großen Widerstand stößt. Gespräche mit den Bürgerinitiativen und der betroffenen Bevölkerung finden aber so gut wie nicht statt. Als einfaches Erklärmodell wird immer wieder versucht, die Kritik an den Stromtrassen-Plänen auf gesundheitliche Bedenken zu reduzieren. Wäre die Angst vor Gesundheitsgefahren der einzig ausschlaggebende Grund für die Ablehnung, könnte man über eine Umsetzung des geplanten Übertragungsnetzausbaus unter bestimmten Bedingungen reden.

Diese Stellungnahme ist zur Veröffentlichung im Rahmen der Konsultation zum Netzentwicklungsplan 2037/2045, Version 2023 (2. Entwurf) freigegeben.

Mit freundlichen Grüßen



Hintergrund - WER WIR SIND:

Das Aktionsbündnis gegen die Süd-Ost-Passage besteht seit Anfang 2014 und wurde ursprünglich gegen den Bau des Südostlink gegründet, der aufgrund des starken Widerstands bereits um Jahre verzögert wurde. Die geplante Wechselstromtrasse P44/P44mod wurde verhindert. Inzwischen sind wir auch gemeinsam mit dem Bundesverband gegen SuedLink (BBgS), dem Aktionsbündnis Ultrahochspannung, dem Aktionsbündnis gegen die Juraleitung und weiteren Initiativen unter dem Namen "Aktionsbündnis Trassengegner" aktiv. Unser Aktionskonsens ist: Für eine dezentrale Energiewende ohne überdimensionierten Netzausbau!

Deshalb schließt der Kampf gegen den Südostlink auch den Widerstand gegen andere HGÜ-Leitungen und gegen unnötige Wechselstrom-Trassen mit ein, die den Erhalt der fossilen Energie im Stromnetz fördern und im Widerspruch zum UN-Klimaabkommen von Paris stehen. Das Sankt-Florians-Prinzip lehnen wir ab. Eine sinnlose Trasse kann man zwar verschieben, man kann sie auch vergraben, aber sie bleibt trotzdem sinnlos!



700101

Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700101
Eingangsdatum: 20.11.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Deutscher Bauernverband e. V.
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 2

Stellungnahme: Sehr geehrte Damen und Herren,

der Deutsche Bauernverband (DBV) bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme zum Zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2037/ 2045 (2023). Mit der Veröffentlichung der Stellungnahme sind wir einverstanden. Der Deutsche Bauernverband ist registrierter Interessenvertreter gemäß § 3 Lobbyregistergesetz und seit dem 28.02.2022 unter der Registernummer R002175 im Lobbyregister eingetragen.

Mit freundlichem Gruß

Stellungnahme zum Zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2037/2045 (2023)

Berlin, 20.11.2023

I. Allgemeine Anmerkungen

Der Deutsche Bauernverband (DBV) unterstützt die Notwendigkeit eines Stromnetzausbaus und dessen Beschleunigung als eine wesentliche Voraussetzung für die Energiewende. So begleiten unsere Landes- und Kreisbauernverbände seit Jahrzehnten konstruktiv Netzausbauprojekte über die Abschlüsse von Rahmenvereinbarungen für die Mitbenutzung landwirtschaftlicher Flächen und hierbei der Berücksichtigung der berechtigten Anliegen der unmittelbar betroffenen Landwirte und Grundstückseigentümer. Die Energiewende als gesamtgesellschaftliches Projekt lebt insbesondere von der Akzeptanz in der Breite der Bevölkerung. Der landwirtschaftliche Berufsstand ist in besonderem Maße mehrfach von den Auswirkungen der Energiewende betroffen. Die Landwirte stellen eine wichtige und starke Investorengruppe beim Ausbau der Erneuerbaren Energien dar. Durch den Netzausbau sind Land- und Forstwirte als Grundeigentümer und Bewirtschafter infolge der Inanspruchnahme land- und forstwirtschaftlicher Flächen für den Leitungsbau unmittelbar in ihren Eigentums- und Nutzungsrechten betroffen. Daher ist eine Akzeptanz in dieser Personengruppe unverzichtbar. Für eine weitreichende Akzeptanz und damit für eine Beschleunigung des Netzausbaus müssen die Anliegen der betroffenen Grundstückseigentümer und Landwirte insbesondere zu den Fragen des Erdkabelvorrangs, der angemessenen Entschädigungen und der Minimierung der Inanspruchnahme land- und forstwirtschaftlicher Fläche umfassend berücksichtigt werden.

II. Anmerkungen zum Netzentwicklungsplan 2037/2045

1. Zum Erdkabelvorrang

Der Erdkabelvorrang für Vorhaben bei Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) als auch die Erdverkabelung für Vorhaben bei Höchstspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ) wird aus landwirtschaftlicher Sicht seitens des DBV kritisch gesehen. Der grundsätzliche Erdkabelvorrang sollte überdacht werden. Aus landwirtschaftlicher Sicht ist der Freileitungsbau vorzugswürdiger.

Denn der Eingriff durch die Erdverkabelung in den Boden ist sehr viel gravierender als beim klassischen Freileitungsbau. Die vorhabenbetroffenen landwirtschaftlichen Betriebe werden besonders stark belastet.

Wie sich bei aktuellen Erdkabelprojekten zeigt, sind die Trassentiefen mit etwa 2 Metern enorm und die Breite der durch die Bauarbeiten beanspruchten Fläche mit ca. 44 Metern sehr groß. Bei der Verlegung eines Erdkabels muss in vielen Fällen zudem der Boden komplett ausgetauscht werden, um Halt und Stabilität der Leitungen zu gewährleisten. Anschließend müssen die Kabeltrassen nicht nur von tiefwurzelnden Pflanzen freigehalten werden. Sie dürfen auch nicht anderweitig überbaut werden. Der Eingriff in den Boden und damit in das Grundeigentum und in die Produktionsgrundlage der Land- und Forstwirtschaft ist daher wesentlich größer als beim herkömmlichen Freileitungsbau. Im Betrieb haben sich bei HDÜ-Erdkabelvorhaben große Schwierigkeiten gezeigt, sodass neben den enormen Mehrkosten für Erdkabelleitungen ebenfalls der Betrieb und die Betriebssicherheit nicht gegeben sind. Daher ist dringend neben dem Wegfall des Erdkabelvorrangs für neue HDÜ-Erdkabelvorhaben auch der bestehende Erdkabelvorrang für im Bundesbedarfsplangesetz aufgenommene HDÜ-Vorhaben, welche sich in einem Vorplanungszeitpunkt oder im Beginn des Planungsverfahrens befinden, auf den Prüfstand zu stellen.

Zudem ist zu berücksichtigen, dass die Kosten für den Bau von Erdkabelleitungen die Kosten eines Freileitungsbaus um ein Vielfaches übersteigen und der spätere Wartungs- und Instandhaltungsaufwand eines Erdkabels wesentlich höher ist als bei einer Freileitung.

Aus Sicht des landwirtschaftlichen Berufsstandes als Vertreter der Bewirtschafter und Grundstückseigentümer der vorhabenbetroffenen landwirtschaftlichen Fläche sprechen wir uns

sowohl bei HDÜ- als auch bei HGÜ-Vorhaben für einen Vorrang des Netzausbaus mittels Freileitungen aus.

2. Angemessene Entschädigungen

Im Netzentwicklungsplan 2037/ 2045 fehlen Ausführungen dahingehend, dass die **Dienstbarkeitsentschädigungssätze und Beschleunigungszuschläge für Erdkabelleitungen im Vergleich zu Freileitungen deutlich anzuheben sind**. Bei den großen Erdkabelleitungen mit lediglich einem Schutzstreifen von bis zu 20 Meter Breite ergeben sich im Vergleich zur Freileitung mit Schutzstreifen bis zu 70 Meter Breite bisher teilweise nur ca. 50 % an Gesamtentschädigung, obwohl die Erdkabel mit einem massiven Eingriff in das Eigentum und in die Bodenstruktur und bisher nicht abschließend zu beurteilenden Langzeitfolgen für die landwirtschaftliche Nutzung verbunden sind. Daher ist es dringend geboten, die anerkennungsfähigen Dienstbarkeitsentschädigungssätze und Beschleunigungszuschläge für Erdkabelleitungen im Vergleich zu Freileitungen im Wege einer Nachjustierung deutlich anzuheben. Nur auf diesem Wege können zumindest die Entschädigungssummen annähernd an die der Freileitungen angeglichen werden um so die Akzeptanz für die großen Erdkabelprojekte sicher zu stellen.

Ebenso fordert der Berufsstand **das Dienstbarkeitsrecht auf höchstens 30 Jahre zu befristen und ausdrücklich nicht für eine Erneuerung der Leitung gilt**.

Die Dienstbarkeitsentschädigung darf maximal 30 Jahre Nutzungsdauer der Leitung abdecken. Danach müssen die Betroffenen neu entschädigt werden. Nur so wird eine generationengerechte Kompensation der Leitungsbaumaßnahmen erreicht. Die Dienstbarkeit darf nur die Instandhaltung und Instandsetzung der Leitung umfassen, eine Erneuerung im Sinne von Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen ist auszuschließen.

Die gesamten Entschädigungen sollen in der Ertragsbesteuerung der landwirtschaftlichen Betriebe ihren kompensierenden Charakter behalten. Die bisherige Besteuerungspraxis über die Bildung eines Rechnungsabgrenzungsposten über 25 Jahre soll rechtssicher beibehalten werden. Hier bedarf es einer gesetzlichen Klarstellung.

3. Trassenbündelung

Nach § 12b Abs. 3a EnWG sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) erstmalig dazu verpflichtet, Bündelungsoptionen für neue Netzausbaumaßnahmen und bei Offshore-Anbindungsleitungen zu nennen.

Dies kann von aus planerischer Sicht nachvollzogen werden. Gleichwohl sind die auf diesen Bündelungstrassen betroffenen Grundstückseigentümer und Bewirtschafter dagegen gegenüber einer „Solo-Trasse“ deutlich stärker betroffen und benachteiligt. Sachverständige Expertise hat diese Benachteiligung und extreme Betroffenheit bereits bestätigt. Besonders problematisch ist z.B. die Entwässerung (Dränagen) auf Abschnitten, auf denen in zeitlicher Folge mehrere Leitungsverlegungen stattgefunden haben, aber auch der Boden wird auf diesen Abschnitten mehrfach umgeschichtet und immer wieder verdichtet (langfristige Funktionsschäden der Böden), was zu deutlich erschwerter Bewirtschaftung dieser Flächen führt.

Daher sieht es der Berufsstand als erforderlich und geboten an, dass die von gebündelten Trassen betroffenen Grundstückseigentümer und Bewirtschafter einen sog. Toleranzzuschlag erhalten. Die Zahlung eines Toleranzzuschlags ist zwingende Voraussetzung, um Akzeptanz unter den Vorhabenbetroffenen Grundeigentümern und Bewirtschaftern zu erzielen. Hierbei ist der Toleranzschlag mit jeder weiteren Baumaßnahme entsprechend mit einem weiteren „Härte“-Zuschlag zu erhöhen.

Die Zahlung wäre für die betroffenen Grundstückseigentümer ein Ausgleich des Wertverlustes der vorhabenbetroffenen Grundstücke und wäre zusätzlich zur Dienstbarkeitsentschädigung zu entrichten.

Bereits in der Vergangenheit wurde vom ÜNB Tennet ein solcher Toleranzzuschlag gezahlt (z.B. bei Leitungsbündelungen in Ostfriesland), jedoch leider derzeit nicht mehr.

Wir sind davon überzeugt, dass durch die Zahlung eines Toleranzzuschlags die Akzeptanz bei den von Bündelung betroffenen Grundstückseigentümern gesteigert werden kann.

4. Naturschutzrechtliche Kompensation

Die naturschutzrechtliche Kompensation von Leitungsbauvorhaben stellt für die Landwirtschaft eine große Herausforderung dar, weil sie zu einem zusätzlichen Flächenverbrauch und dadurch zu einem weiter steigenden Druck auf dem Bodenmarkt führt. Gerade aus Gründen der Sicherung

der Lebensmittel- und Futtermittelversorgung sollte daher das Thema der naturschutzrechtlichen Kompensationspraxis in Form von Ausgleichsfläche überdacht und angepasst werden.

Ein Lösungsansatz wäre beispielsweise die produktionsintegrierte Kompensation (PIK) solcher Eingriffe, von denen die Genehmigungsbehörden bislang leider wenig bis keinen Gebrauch machen.

Für die Lösung des Konfliktfeldes der Kompensation bietet sich neuerdings eine Regelung aus dem Bereich Bodenschutz (DIN 19639) an, in der zur nachhaltigen Rekultivierung der Bautrassen eine mehrjährige sog. Zwischenbegrünung/Zwischenbewirtschaftung vorgegeben wird. Konkret bedeutet dieses, dass nach Beendigung einer Kabelverlegung auf eine sofortige landwirtschaftliche Nutzung dieser Flächen (z.B. Getreideanbau) verzichtet wird, sondern stattdessen diese Bereiche mit Klee/Luzerne/Gras/Kräutermischungen eingesät werden, um die Bodenfunktionen und das Bodenleben zu fördern und dadurch Folgeschäden (Verdichtungen, Versackungen etc.) nach Möglichkeit auf ein Minimum zu reduzieren. Diese Zwischenbegrünung wertet den Naturhaushalt erheblich auf und gleicht die durch die Baumaßnahme verursachten Eingriff aus, womit der Eingriff aus unserer Sicht insgesamt kompensiert wäre.

Mit einem solchen Vorgehen könnte das Konfliktpotential vor Ort deutlich vermindert werden, da Landwirte nicht mehr Gefahr laufen, Flächen dauerhaft zu verlieren.

5. Flächenschutz

Der Deutsche Bauernverband begrüßt ausdrücklich das NOVA- Prinzip (Netz-Optimierung vor Netz-Verstärkung vor Netz-Ausbau) und drängt darauf landwirtschaftliche Fläche nur im absolut notwendigen Umfang für Infrastrukturmaßnahmen zu nutzen. Seit Jahrzehnten fordert der Berufsstand einen adäquaten Schutz landwirtschaftlicher Nutzflächen als endliche Ressource und unvermehrte Produktionsgrundlage für die Ernährungssicherheit und für nachwachsende Rohstoffe. Der Verlust landwirtschaftlicher Nutzflächen ist insbesondere vor dem Hintergrund einer rasant wachsenden Weltbevölkerung auch ein globales Problem. Jeden Tag gehen in Deutschland ca. 55 ha wertvolle Fläche durch Siedlungs- und Infrastrukturvorhaben verloren, obwohl die Deutsche Nachhaltigkeitsstrategie eine Minderung des Flächenverbrauchs bis auf 30 ha pro Tag vorsieht. Eine ausreichende Auseinandersetzung mit der Problematik des Flächenschutzes fehlt im NEP 2037/ 2045.



700110

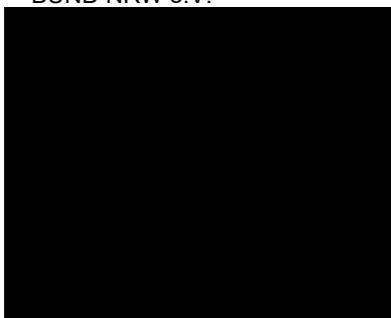
Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700110
Eingangsdatum: 20.11.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:

BUND NRW e.V.

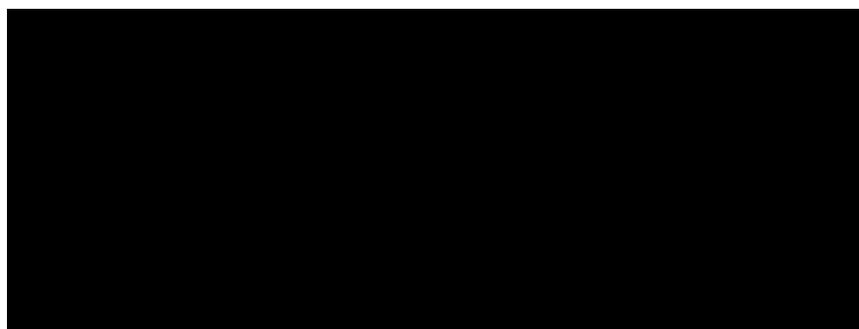


Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 2

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,
in Zusammenhang mit dem Netzausbau betreibt die Firma Amprion GmbH aktuell eine Standortsuche für eine technische Großanlage zum Betrieb von zwei Phasenschiebertransformatoren (PST) für das Höchstspannungsnetz („Phasenschieber Ostwestfalen“, Ad-hoc-Maßnahme P410 des Netzentwicklungsplans).
Dazu übersenden wir Ihnen als Anlage eine Stellungnahme der Naturschutzverbände der betroffenen Kreise Bielefeld und Gütersloh. Dabei beziehen wir uns auf den Steckbrief der Übertragungsnetzbetreiber im zweiten Entwurf zum Netzentwicklungsplan (S. 700 ff).
Einen dazu an das Unternehmen Amprion übersandten Offenen Brief fügen wir als Anlage ebenfalls bei.
Mit freundlichen Grüßen

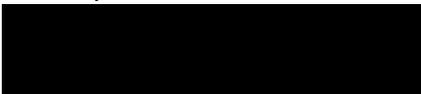




**Die Bielefelder und Gütersloher Naturschutzverbände und Initiativen:
NABU, BUND, GNU, Naturwissenschaftlicher Verein, pro grün und
Aktionsbündnis Rettet den Naturraum Holtkamp-Ströhen**

Amprion GmbH
Projektleitung Phasenschieber OWL
Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund

Nur per E-Mail:



Bielefeld, den 16. November 2023

Projekt „Phasenschiebertransformator PST Ostwestfalen“

Sehr geehrte Damen und Herren,

zur angekündigten Standortsuche der Firma Amprion GmbH für eine technische Großanlage zum Betrieb von zwei Phasenschiebertransformatoren für das Höchstspannungsnetz („Phasenschieber Ostwestfalen“, Ad-hoc-Maßnahme P410 des Netzentwicklungsplans) stellen die Naturschutzverbände in der Stadt Bielefeld (NABU, BUND, NWV, pro grün) und im Kreis Gütersloh (BUND, NABU, GNU) sowie das Aktionsbündnis „Rettet den Naturraum Holtkamp-Ströhen“ bezüglich des „Suchraumes“ Hollen-Holtkamp-Ströhen fest:

1. Die netztechnische Notwendigkeit der Anlage in diesem Raum ist nicht überzeugend begründet und bedarf der näheren Erläuterung sowie einer rückhaltlosen Befürwortung durch die Bundesnetzagentur BNA. Im Einzelnen sind die Bedenken der Naturschutzverbände in **Anlage 1** dargestellt. Wir bitten um schriftliche Beantwortung der dort gestellten Fragen und fordern die Firma Amprion insbesondere auf schlüssig nachzuweisen, weshalb eine derartige Anlage nicht auf vorhandenen Werksflächen und unter Nutzung vorhandener Komponenten in bestehenden oder stillgelegten Anlagen an anderer Stelle im Netz erstellt werden kann bzw. weshalb keine platzsparende Alternativlösung der Leistungselektronik gewählt wird.
2. Eine derartige emissionsträchtige Großanlage muss vorrangig an bereits vorbelasteten und erschlossenen Standorten platziert werden und darf nicht neue Emissionsquellen in unbelasteten, naturschutzfachlich hochwertigen und ruhigen freien Landschaftsteilen begründen. Der Suchraum Hollen-Holtkamp-Ströhen ist aber von hohem naturschutzfachlichem Wert. Daher wird der Bau eines großflächigen Phasenschiebers in diesem Naturraum abgelehnt. Die fachlichen Gründe des Natur- und Landschaftsschutzes sind in **Anlage 2** zusammengestellt und werden in **Anlage 3** dokumentiert. Wir bitten nachdrücklich darum, die dort aufgelisteten Daten und Argumente Ihren Gutachtern zur Verfügung zu stellen und in die Standortbewertung einzubeziehen. Wir sind gerne bereit, Ihnen bzw. den Gutachtern die örtliche Situation näher zu erläutern.

/ ...

Die örtlichen Umwelt- und Naturschutzverbände sowie Initiativen lehnen das Vorhaben für den Naturraum Hollen-Holtkamp-Ströhen sowohl aus Gründen des Naturschutzes als auch wegen des offenbar nicht dem Stand der Technik genügenden technischen Designs nachdrücklich ab und fordern, die Anlage flächensparend und gemäß hohen Immissionsschutzstandards an vorhandene vorbelastete Strukturen anzubinden, sofern die Notwendigkeit der Anlage zweifelsfrei nachgewiesen wurde.

Kopien dieses Schreibens erhalten die örtlichen Kommunalverwaltungen und Ratsfraktionen in Bielefeld, Gütersloh und Steinhagen, die Genehmigungsbehörden Kreis Gütersloh (Abt. Umwelt, Abt. Bauen, Wohnen, Immissionen) und Bezirksregierung Detmold sowie Presseorgane.

Mit freundlichen Grüßen

Die Sprecher*innen und Vorsitzenden der Initiativen, Natur- und Umweltschutzverbände:

[REDACTED]
 Naturschutzbund Deutschland, Stadtverband Bielefeld e.V. (NABU)

[REDACTED]
 Naturschutzbund Deutschland, Kreisverband Gütersloh e.V. (NABU)

[REDACTED]
 Bund für Umwelt und Naturschutz e.V., Kreisgruppe Bielefeld (BUND)

[REDACTED]
 Bund für Umwelt und Naturschutz e.V., Kreisgruppe Gütersloh (BUND)

[REDACTED]
 Gemeinschaft für Natur- und Umweltschutz im Kreis Gütersloh e.V. (GNU / LNU)

[REDACTED]
 Naturwissenschaftlicher Verein für Bielefeld und Umgegend e. V. (NWV / LNU)

[REDACTED]
 Gemeinnütziger Verein pro grün Bielefeld e.V. (pro grün / LNU)

[REDACTED]
 Aktionsbündnis Rettet den Naturraum Holtkamp-Ströhen

Kontakt:

NABU-Stadtverband Bielefeld e.V., Spreeweg 65, 33689 Bielefeld, www.nabu-bielefeld.de
 z.Hd. [REDACTED]

Anlagen:

1. Technische, verkehrliche und Verfahrensfragen
2. Argumente des Natur- und Landschaftsschutzes
3. Im Naturraum nachgewiesene besonders und streng geschützte Vogelarten
4. Quellen und Literaturhinweise

Anlage 1: Technische, verkehrliche und Verfahrensfragen

1. Notwendigkeit der Anlage im Netzentwicklungsplan (NEP)

- 1.1. Laut Steckbrief des Übertragungsnetzbetreibers (vgl. Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 Version 2023, 2. Entwurf, S. 700ff) dient das Projekt P410 der Senkung des Redispatchbedarfs in Ostwestfalen und Niedersachsen wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig als Ad-hoc-Maßnahme identifiziert und von der Bundesnetzagentur im NEP 2030 (2019) und NEP 2035 (2021) bestätigt.
Im Widerspruch dazu zählt das Projekt allerdings zu den Maßnahmen, bei denen die Bundesnetzagentur noch nicht zu einer vorläufigen Einschätzung gelangt ist (vgl. Vorläufige Prüfungsergebnisse Netzentwicklungsplan Strom für die Zieljahre 2037/2045, Tabelle 6, S. 72 ff.). Daher findet sich in den vorläufigen Prüfungsergebnissen auch noch **keine Darstellung des Projektes seitens der Bundesnetzagentur**. Die Naturschutzverbände erachten die Bestätigung der BNA aber als Voraussetzung für weitere Planungsschritte.
- 1.2. Voraussetzung für die Wirksamkeit von PST ist, dass in Teilen des Übertragungsnetzes in den jeweiligen Belastungssituationen noch Übertragungsreserven auf Stromkreisen mit gleicher Übertragungsaufgabe vorhanden sind, die gezielt genutzt werden können. Die Amprion GmbH wird aufgefordert, einen derartigen **von der BNA bestätigten Nachweis** zu erbringen, insbesondere vor dem Hintergrund, dass ab etwa 2025 die Übernahme weiträumiger Lastflusststeuerungen durch großräumige HGÜ-Verbindungen vorgesehen ist.
- 1.3. Laut mündlicher Erläuterung der Amprion GmbH (Informationsveranstaltung in Gütersloh am 14.11.2023) soll die PST-Anlage nur zwischen Hessel und Gütersloh möglich sein, weil an anderer Stelle Störungen bei untergelagerten Verteilnetzbetreibern induziert und wegen „technischer Grenzen“ andere Suchräume (zB Richtung Lüstringen) ausscheiden würden. Hierzu erwarten wir einen **nachvollziehbaren und von der BNA bestätigten Nachweis**, dass die PST-Anlage unter Berücksichtigung alternativer moderner Anlagen- und Steuerungskonzepte (vgl. Ziff. 2.4) aktuell sowie mittel- und langfristig vor dem Hintergrund des weiteren Netzausbaus in den gewählten Suchräumen zwingend erforderlich ist.

2. Technische und verkehrliche Aspekte

- 2.1. **Erschließung:** Im Gegensatz zu den beiden anderen Suchräumen (Blankenhagen, Hessel) ist der Suchraum Hollen-Holtkamp-Ströhen über weite Teile schlecht erschlossen (was auch seinen in den Anlagen 2 und 3 belegten hohen Schutzwert mitbegründet); er bildet einen „unzerschnittenen verkehrarmen Raum“ der 3. Größenklasse (vgl. Anlage 2 Nr. 7.10) und sollte auch aus diesem Grund als Standort ausscheiden.
- 2.2. **Standortbegründung:** Amprion sollte den Nachweis bringen, warum die neue Anlage zwischen Halle-Hessel und Gütersloh-Blankenhagen gebaut werden soll und nicht andere Standorte geeignet sind. Denn in verschiedenen großen Kraftwerken, die in der letzten Zeit abgeschaltet wurden, stehen vermutlich jetzt ungenutzte Turbogeneratoren (z.B. in Lingen, Ibbenbüren oder Hamm-Uentrop), deren Generatorsätze sich möglicherweise ebenfalls als Phasenschieber nutzen lassen.
- 2.3. **Standortgröße:** In der o.g. Informationsveranstaltung wurde ausgeführt, dass vorhandene Umspannanlagen (Güterloh-Blankenhagen und Hessel) zu wenig Platz böten. Ein Phasenschieber benötigt nur dann die genannte Fläche von 9 ha, wenn man dafür ein horizontales Layout der Anlage verwendet, also alles in eine Ebene baut. Der Netzbetreiber TenneT zeigt jedoch in den Niederlanden (Eindhoven), wie eine solche Anlage durchaus platzsparender gebaut werden kann. Die dort verwendete Bauweise ("Substation Undergrounding") muss auch für den Phasenschieber OWL vorgesehen werden.
- 2.4. **Komponentenwahl:** Um den Platzbedarf möglichst niedrig zu halten, bieten sich durchaus auch andere Arten der Leistungsflusssteuerung an, z.B. universelle Lastflussregler oder synchrone statische Reihenkompensatoren. Weshalb setzt Amprion nicht auf derartige platzsparende Lösungen?

3. Verfahrenskritik

- 3.1. Höchst irritierend ist, dass ein Vorhaben dieser Dimension (9 Hektar für den Phasenschieber zzgl. Erschließung und Ausgleichsflächen) nicht in das laufende Verfahren zum **Regionalplan OWL** eingegangen ist. Ein derart raumbedeutsames interkommunales Verfahren muss aber durch die Abwägung auf Regionalplanebene vorbereitet werden! Es ist völlig unverständlich und erweckt Argwohn, dass in den intensiven mehrjährigen Auseinandersetzungen im Regionalplanverfahren niemals vom Phasenschieber gesprochen wurde.
- 3.2. Ebenso wenig kam das PST-Vorhaben bei Planung und **Umbau der Höchstspannungsfreileitung** Hessel-Gütersloh zur Sprache, obwohl sich der Suchraum laut Amprion ausschließlich im Bereich zwischen den bestehenden Umspannanlagen in Halle (Westf.) und Gütersloh erstreckt und seine behauptete Notwendigkeit doch schon früh bekannt gewesen sein sollte. Dadurch wird der Verdacht befördert, dass das Verfahren absichtsvoll an den betroffenen Anwohnern vorbei abgewickelt werden soll. Angesichts der Bedeutung und der langfristigen Folgen ist dies jedoch nicht hinnehmbar. Es wird gefordert, die betroffene **Öffentlichkeit** (Anwohner) sowie die Träger Öffentlicher Belange (TÖB, einschließlich der Naturschutzverbände) umfassend einzubeziehen und ein Genehmigungsverfahren zu beantragen, das diese Beteiligung ermöglicht.
- 3.3. Aufgrund seiner in **Anlage 3** beschriebenen Wertigkeit fordern die Naturschutzverbände für den Naturraum Hollen-Holtkamp-Ströhen im laufenden Verfahren zur Neuaufstellung des Regionalplans OWL die Darstellung als "**Bereich für den Schutz der Landschaft mit besonderer Bedeutung für Vogelarten des Offenlandes**". Bis zum Abschluss des Regionalplanverfahrens darf dieser Option nicht durch anderweitige Inanspruchnahme vorgegriffen werden.

Anlage 2:

Argumente des Natur- und Landschaftsschutzes gegen einen Phasenschieberstandort im Naturraum Hollen-Holtkamp-Ströhen

Der Naturraum ist von hohem Naturschutzwert:

1. Der hohe Naturschutzwert des Naturraums Hollen-Holtkamp-Ströhen als Teil der Kulturlandschaft des Ostmünsterlandes ist durch eine nahezu **30-jährige flächendeckende vogelkundliche Untersuchungsreihe** für die Indikatorarten der Wiesenvögel hervorragend dokumentiert. Die Untersuchungen werden fortgesetzt und durch die Biologische Station Gütersloh/Bielefeld im Auftrag der Naturschutzbehörden des Kreises Gütersloh und der Stadt Bielefeld koordiniert, die Ergebnisse sind in den jährlichen Berichten zur Wiesenvogelkartierung zusammengefasst. Wichtige Auszüge und Übersichten enthält die Anlage 3.
2. Die **Dokumentation (Anlage 3)** unterstreicht die Bedeutung des Naturraums für gefährdete Vogelarten des Offenlandes und liegt in dieser Detaillierung nur für wenige vergleichbare Gebiete vor, die allerdings i.d.R. als Schutzgebiete ausgewiesen sind.
3. Die Bestände fast aller ökologisch **an Offenland gebundenen Vogelarten** gehen seit Jahren nahezu kontinuierlich zurück, insbesondere als Folge der intensivierten Landbewirtschaftung und des Flächenverbrauches für Siedlungen, Gewerbe und Verkehr. Refugien wie der Naturraum Hollen-Holtkamp-Ströhen haben deshalb auch landesweit Bedeutung für die Erhaltung dieser Arten. Auch wenn die Bestände landesweit und regional rückläufig sind, so zeigt die Dokumentation doch sehr deutlich das große strukturelle Potenzial der Landschaft für die Arterhaltung, welches durch massive, geeignete Hilfs- und Fördermaßnahmen kurzfristig aktiviert werden kann.
4. Dieses **strukturelle Potenzial** wird geprägt durch die sehr geringe Bebauung (i. W. durch bäuerliche Hoflagen und kleine Streusiedlungen), die verkehrsarme Lage, einen hohen Grünlandanteil, die parkartige Gliederung bei einem insgesamt sehr geringen Waldanteil sowie eine langjährige historische Entwicklung mit extensiver Bewirtschaftung durch kleinbäuerliche Betriebe mit Viehwirtschaft („Heide-Bauerntum“ ab dem Mittelalter, „Grünland-Bauerntum“ ab Ende des 19. Jahrhunderts), wobei bezüglich der großen Grasfresser die Milch- und Rinderwirtschaft in den letzten Jahrzehnten zunehmend von der Pferdehaltung abgelöst wird.
5. Vor diesem **historischen Hintergrund** konnten über Jahrhunderte zahlreiche Vogelarten in den Naturraum einwandern, die ursprünglich in Mooren und Feuchtheiden vorkamen und sich an die zunehmend neu entstandenen Lebensräume (teils feuchter) Wiesen und Weiden anpassen konnten (u.a. Bekassine, Kiebitz, Brachvogel, Uferschnepfe, Austernfischer; ausführliche Darstellung vgl. Füller & Bockwinkel 1994, vgl. Anlage 4). Ein großer Teil dieser Arten schaffte auch die weitere Anpassung an die Umweltbedingungen des später dominierenden „Acker-Bauerntums“, in dessen Agrarsteppe zwar nicht die Vegetation, aber doch der offene baumarme Charakter wichtige ökologische Ansprüche dieser Arten erfüllten. Ihr konzentriertes Vorkommen in den Landesteilen des Ostmünsterlandes und Niederrheins war der wesentliche Beweggrund für die Etablierung des Landesprogramms NRW zum Schutz von Feuchtwiesen und Wiesenvögeln, bei dem seit 1985 hohe öffentliche Geldsummen in den Aufkauf von Grünlandflächen geflossen sind.
6. Dieses besondere strukturelle Potenzial der Landschaft wäre allerdings nicht wiederherstellbar bei einer weiteren, insbesondere **großflächigen Bebauung** und der zugehörigen Erschließungen. Massive, flächenintensive Baukörper wie der geplante Phasenschieber würden der Landschaftscharakter entwerten und sind daher abzulehnen.
7. Der hohe Wert des Naturraums Hollen-Holtkamp-Ströhen für den Landschafts- und Naturschutz sowie die naturnahe Naherholung wird durch eine große Zahl **rechtskräftiger Schutzausweisungen** sowie gutachtlicher Bewertungen unterstrichen. Der gesamte Raum ist durch **Landschaftspläne (LP)** überplant, die Entwicklungsziele und Festsetzungen für den Landschafts- und Naturschutz definieren.
 - 7.1. **Naturschutzgebiete:** Auf Bielefelder Seite sind in Holtkamp die **NSG Schunkenteich** und **Deerings Wiesen** festgesetzt. Im Stadtgebiet Gütersloh liegt das **NSG Am Lichtebach**

zumindest teilweise im Suchraum, berührt ist außerdem das **NSG Käsebrook** nordöstlich Isselhorst, auf Steinhagener Seite das **NSG Feuchtwiesen Ströhen** mit zwei Teilgebieten.

- 7.2. **Geschützte Landschaftsbestandteile (GLB):** im Stadtgebiet Gütersloh erstreckt sich nördlich des NSG Am Lichtebach der **GLB Ebbesloh**.
- 7.3. **Landschaftsschutzgebiete (LSG):**
 Im LP Gütersloh sind fast alle Bachläufe als „**Landschaftsschutzgebiet Gütersloher Bachläufe**“ dargestellt.
 Im LP Halle-Steinhagen ist der Suchraum lückenlos als Landschaftsschutzgebiet ausgewiesen (LSG „**Halle Steinhagen**“, LSG „**Bäche des Ostmünsterlandes**“, LSG „**Wälder des Ostmünsterlandes**“).
 Im LP Bielefeld-West ist praktisch die gesamte freie Landschaft im Suchgebiet als LSG „**Ostmünsterland**“ mit Flächen zur Erhaltung oder Anreicherung für Ziele des Natur- und Landschaftsschutzes dargestellt, für große Teile des Grünlandes besteht ein Umbruchverbot. In allen LSG ist die Errichtung baulicher Anlagen grundsätzlich verboten (mit Ausnahmen für landwirtschaftliche Vorhaben und Windenergieanlagen).
- 7.4. **Gesetzlich geschützte Biotope sowie Feucht- und Nassgrünland** der Feuchtestufen 6 und 7: Im LP Gütersloh sind eine Vielzahl gesetzlich geschützter Biotope sowie Feucht- und Nassgrünland der Feuchtestufen 6 und 7 dargestellt (überwiegend in NSG, tlw. im LSG),
- 7.5. **Flächen zur Strukturanreicherung im Landschaftsplan:** Im LP Gütersloh sind im Raum Ebbesloh-Hollen sehr weitläufige Flächen zur Anreicherung für Offenlandarten, mit Grünlandbiotopen und für Feldvögel ausgewiesen. Entsprechende Darstellungen gibt es für den Raum Nordhorn südlich Isselhorst sowie im LP Bielefeld-West
- 7.6. **Entwicklungsziele im Landschaftsplan:** Sämtliche im LP Gütersloh dargestellten Entwicklungsziele im nördlichen Außenbereich der Stadt laufen der Nutzung für einen großflächigen Phasenschieber zuwider. Dasselbe gilt für den LP Halle-Steinhagen und den LP Bielefeld-West.
- 7.7. **Flächen zur Entwicklung der Natur im Flächennutzungsplan (FNP):** Der FNP Gütersloh 2020 stellt im Raum Ebbesloh-Hollen sowie nordöstlich von Isselhorst großflächig „Flächen zur Entwicklung der Natur“ dar. Diese Flächendarstellungen dienen der Sicherung und Entwicklung der ökologischen Funktionen der Freiflächen für den lokalen Biotopverbund, das Stadtklima und für die landschaftsgebundene Erholung sowie als Suchräume zur Anordnung von Ausgleichsflächen und stehen damit im harten Widerspruch zu einem großflächigen Phasenschieber.
- 7.8. **Biotopkatasterflächen NRW:** Ein erheblicher Anteil in der Suchfläche ist im Landeskataster der LANUV („Schutzwürdige Biotope in Nordrhein-Westfalen“, <https://bk.naturschutzinformationen.nrw.de/bk/de/karten/bk>) als schutzwürdiges Biotop dargestellt.
- 7.9. **Kulturlandschaftsbereich, Landschaftsbild, Biotopverbund:** Im Regionalplanentwurf 2023 ist der Ortsteil Holtkamp mit angrenzenden Bereichen von Ströhen als „Kulturlandschaftsbereich Holtkamp“ (K 6.29, Fachsicht Landschaftskultur, vgl. LWL 2017, S. 225) dargestellt. Die Wertstufe der Landschaftsbildeinheiten des gesamten Raumes wird im Regionalplanentwurf 2023 als sehr hoch (herausragend) bewertet (LANUV 2018, S. Karte 285). Weiten Teilen des Suchraumes werden Biotopverbundstufen zugeordnet und als **Bereich zum Schutz der Natur (BSN)** dargestellt. Alle diese Darstellungen im Regionalplanentwurf 2023 stehen einer großflächigen und das Landschaftsbild sowie den Biotopwert mindernden Bebauung entgegen.
- 7.10. **Unzerschnittener verkehrsarmer Raum:** gemäß der Karte 5.1. „Unzerschnittene, verkehrsarmer Räume (UZVR)“ im LANUV-Fachbeitrag des Naturschutzes und der Landschaftspflege für die Planungsregion des Regierungsbezirks Detmold (2018) ist der Naturraum Holtkamp-Ströhen als UZVR der Größenklasse >10-50 km² ausgewiesen. In Bielefeld gibt es nur noch 2 weitere UZVR dieser Größenkategorie (geschweige denn größere Kategorien), was den Naherholungswert für Spaziergänger, Radfahrer und Reiter unterstreicht. Auch im Stadtgebiet Gütersloh ist diese Kategorie rar und damit unbedingt erhaltenswert. Größere

Erschließungsmaßnahmen für schwerlastfähige Transporte beeinträchtigen oder zerschneiden jedoch die UZVR.

- 7.11. **Naturschutzzielkonzept Bielefeld:** Im Konzept der Stadt Bielefeld ist der gesamte Ortsteil Holtkamp entweder als Landschaftsraum mit hoher Naturschutzfunktion oder als Naturschutzvorranggebiet dargestellt und bildet eine Haupt-Biotopverbundachse von der Lichte-bachau ins Münsterland. Das Naturschutzzielkonzept ist abwägungsrelevant bei planerischen Zielkonflikten.
8. **Erholungswert:** Angesichts der zahlreichen hochwertigen Merkmale verwundert die hohe Bedeutung für die landschaftsorientierte Naherholung der Bielefelder und Gütersloher Bevölkerung nicht. Die Wirtschaftswege werden vielfach für Radausflüge und Spaziergänge genutzt, es bestehen zahlreiche Reiteinrichtungen und Reiterhöfe sowie Hundeplätze. Ein optisch wie akustisch stark störender Phasenschieber würde zu einer deutlichen Entwertung und massiven Beeinträchtigung der Erholungseignung führen. Wirtschaftliche Schäden für Erholungseinrichtungen wären nicht auszuschließen.

Anlage3:

Im Naturraum Hollen-Holtkamp-Ströhen nachgewiesene besonders und streng geschützte Vogelarten

Erläuterungen:

Lokale/regionale Bestands-/Verbreitungsangaben beruhen zum großen Teil auf Daten der Biostation GT/BI: <https://biostationgt-bi.de/artenschutz/index.php>

P = planungsrelevante Art, die bei Planungs- und Zulassungsverfahren in NRW besonders zu beachten ist (Artenschutzbestimmungen im BNatSchG § 42)

§ besonders geschützt nach deutscher und europäischer Artenschutzverordnung

§§ streng geschützt nach FFH-Richtlinie Angang IV, deutscher und europäischer Artenschutzverordnung

E = Erhaltungszustand der Population einer Art in NRW / atlantische Region (nach LANUV, 2021):

g = günstig, u = ungünstig/unzureichend, s = schlecht/ungünstig (Quelle: <https://artenschutz.naturschutzinformationen.nrw.de/artenschutz/de/start>)

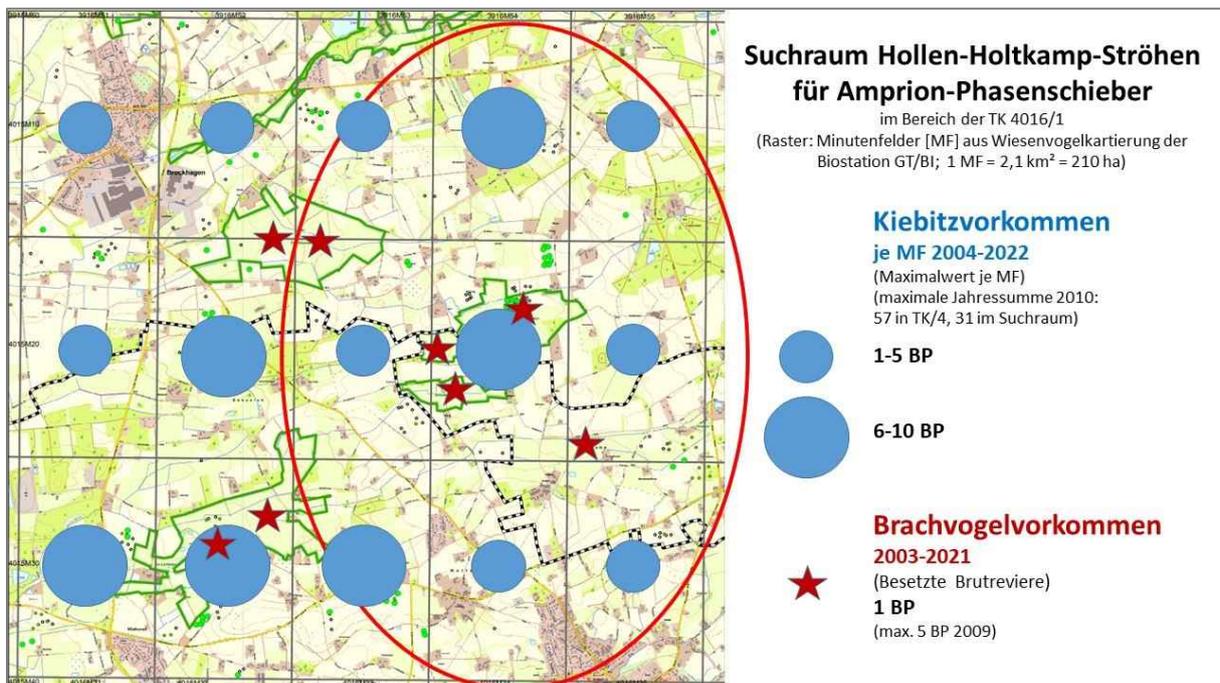
Pop = Populationsgröße in NRW (nach LANUV 2021 (https://artenschutz.naturschutzinformationen.nrw.de/artenschutz/web/babel/media/ampelbewertung_planungsrelevante_arten.pdf bzw.

Grüneberg, Herkenrath & Jöbges 2021) und GT/BI (nach Wiesenvogelberichten der Biostation GT/BI)

BP = Brutpaare, besetzte Reviere

RL = Rote Liste NRW 2021 (NWO & LANUV 2021, publiziert 2023):

- 1 vom Aussterben bedroht
- 2 stark gefährdet
- 3 gefährdet
- V Vorwarnliste
- * nicht gefährdet
- S Von Schutzmaßnahmen abhängig



Verbreitung der Wiesenvogelarten Kiebitz und Großer Brachvogel im Zeitraum 2004 bis 2022.
Rotes Oval = Amprion-Suchraum. Erläuterungen siehe nachfolgenden Text.

Kiebitz

P, §, §§, E: s, Pop: NRW 6.000-9.000 Brutpaare (2021), Kurzeittrend NRW sehr stark abnehmend; GT/BI 430 (2022), Stadt GT 26 (2019, Biologische Station Gütersloh/Bielefeld e.V. 2019); RL: 2

Bewohnt offene, flache und weitgehend strukturarme Flächen mit zumindest zur Brutzeit niedriger Vegetation, die in der Regel landwirtschaftlich genutzt werden. In Kreis GT & Stadt BI seit 1991 regelmäßig (3-jährlich) erfasst, zuletzt (2022) noch 430 BP, d.h. Abnahme gegenüber früheren Jahren um 70% (vgl. z.B. Püchel-Wieling 2017)! Im Naturraum Holtkamp/Ströhen stark rückläufig, 2022 erstmals wieder leichte Erholung.

Großer Brachvogel

P, §, §§, E: u, Pop: NRW 638 Brutpaare (2021), Kurzeittrend NRW stabil/fluktuierend; GT/BI 48 (2021), Langzeittrend GT/BI kontinuierlich rückläufig; RL: 2

Ein Bewohner ausgedehnter, offener Wiesen- und Weidelandschaften. Heutige Vorkommen des Brachvogels in der intensiv genutzten Landschaft sind vielfach darauf zurückzuführen, dass die standorttreuen und langlebigen Vögel (mehr als 20 Jahre!) in ihren alten Lebensräumen bleiben, auch wenn die Bedingungen nicht mehr optimal sind. Die Zahl der in den Naturschutzgebieten brütenden Paare hat deutlich zugenommen. Dagegen verschwindet die Art aus den Regionen, die lediglich einen Status als Landschaftsschutzgebiet haben. Hohe Gelege- und Jungenverluste besonders auf konventionell genutzten Grünland- und Ackerflächen durch häufige Bearbeitungsgänge oder hohen Viehbesatz und Prädatoren (z.B. Fuchs, Marder, Waschbär).

Austernfischer

§, §§, Pop: NRW 400-600 (2021), Kurzeittrend NRW stabil/fluktuierend; GT/BI 11 (leicht zunehmend); RL: *

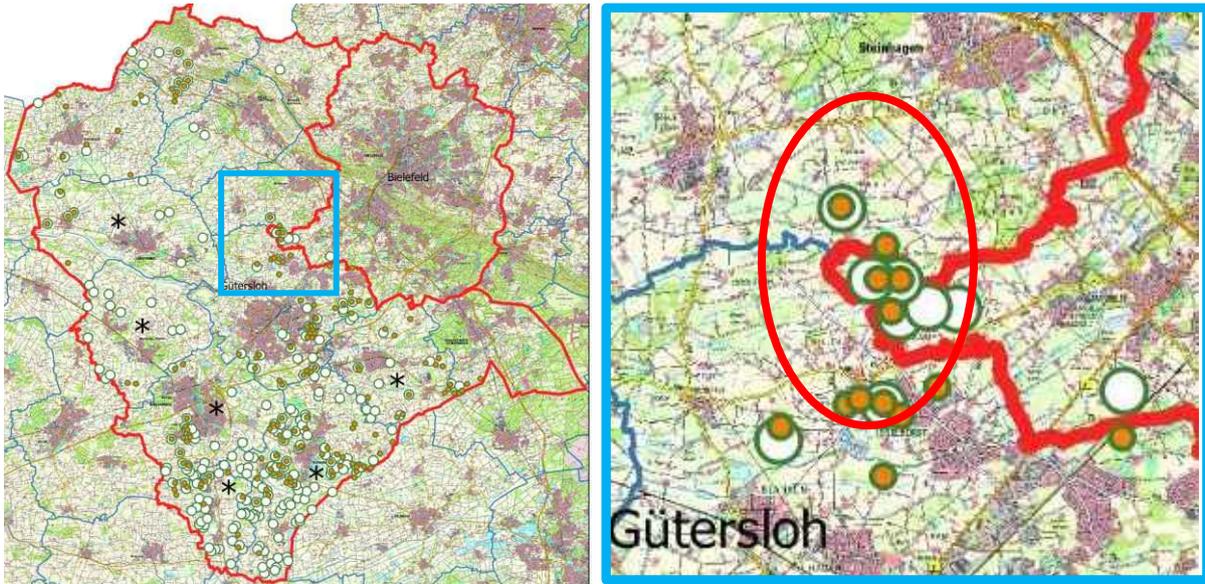
Ursprünglich Küstenvogel, wandert seit 1930er Jahren ins Binnenland ein. Besiedelt offene landwirtschaftliche Flächen, gern im Umfeld von Gewässern, aber auch Flachdächer mit Kiesauflage, da die Jungen gefüttert werden. Zurzeit nicht gefährdet.

Steinkauz

P, §, §§, E: u, Pop NRW ca. 4.800-5.200 BP (2021), Kurzeittrend NRW stabil/fluktuierend; GT/BI ca. 285 (Hochrechnung, stetig zunehmend aufgrund Artenschutzmaßnahmen), Stadt GT 33-35 (2020, Wiesenvogelkartierung Biologische Station Gütersloh/Bielefeld e.V.); RL: 3

Der Steinkauz ist ein „Kulturfolger“, der sich bei uns erst ausbreitete, als die ehemals von Wald geprägte Landschaft sich durch landwirtschaftliche Nutzung nach und nach öffnete. Die Art meidet Wälder und stark gegliederte waldreiche Landschaften, auch wegen der Konkurrenz mit dem deutlich stärkeren Waldkauz. In der Kulturlandschaft werden Grünlandgebiete mit ganzjährig kurzrasiger Vegetation (Weiden) und zahlreichen Jagdwarten (Zaunpfähle, Einzelbäume) als Nahrungsreviere benötigt. Der Steinkauz ist ein Höhlenbrüter, ein gutes Angebot an Nisthöhlen ist daher von großer Bedeutung. Bevorzugte Brutplätze sind alte, höhlenreiche Kopfweiden und Obstbäume (Obstwiesen) sowie Viehunterstände und andere Gebäude mit entsprechendem Angebot an Nistmöglichkeiten. Stimmt der Lebensraum, kann der Steinkauz auch im Randgebiet von Dörfern und Städten vorkommen. Da der Steinkauz vor allem im Nordkreis selten geworden ist, ist der Schutz der bekannten Steinkauz-Revier für den Erhalt der Population von großer Bedeutung. Viele Paare kommen in unmittelbarer Nähe von Höfen vor und können durch eine Information der Besitzer vor unbeabsichtigter Vertreibung und Unfällen (Sicherung von Tränken und Regentonnen) bewahrt werden. Das Anbringen von künstlichen Nisthilfen ist dort sinnvoll, wo ein potenziell geeigneter Lebensraum vorhanden ist und ein Mangel an natürlichen Höhlen besteht.

Der Naturraum Isselhorst-Holtkamp-Ströhen beherbergt ein Schwerpunktorkommen im nördlichen Kreis Gütersloh mit zZ ca. 10 besetzten Revieren (vgl. Kartenausschnitt Wiesenvogelbericht 2020):



Steinkauzreviere 2017/2020 im Naturraum Hollen-Holtkamp-Ströhen: Kartenauszug aus: *Biologische Station Gütersloh/Bielefeld 2021: Wiesenvogelkartierung 2020*; weiße Kreise = Reviernachweis 2017, orange Punkte = Reviernachweis 2020, rotes Oval = Amprion-Suchraum.

Seit 1996 werden im Naturraum Isselhorst-Holtkamp-Ströhen intensive Artenschutzmaßnahmen für den Steinkauz durchgeführt, in Isselhorst (und Gütersloh insgesamt) vom städtischen Umweltamt, in Holtkamp und Ströhen vom NABU Bielefeld (jeweils mit Unterstützung der Biologischen Station GT/BI und den örtlichen Landwirten; für den Bielefelder Raum vgl. Albrecht 2022). Dadurch konnte der Bestand stabilisiert und vergrößert werden. Das Schwerpunktorkommen des Steinkauzes deckt sich fast exakt mit dem Amprion-Suchraum!

Flussregenpfeifer

P, §, §§, **E: s**, Pop NRW 500-750 BP (2021), Kurzeittrend NRW stark abnehmend; GT/BI 11-20 BP (2019, unveröff. Meldung der Biologischen Station Gütersloh/Bielefeld an LANUV), RL: 2

Zugvogel, der sandige und kiesige Ufer von Überschwemmungsflächen in Bach- und Flussauen besiedelt. Da es in unserer Region kaum mehr geeignete, naturnahe Fließgewässer gibt, liegen nahezu alle Vorkommen in Sand- und Kiesabgrabungen, frisch angelegten Regenrückhaltebecken oder abgelassenen Fischteichen, solange diese noch offen und vegetationsarm sind. Im Gebiet nur lokal vertreten. Siedelt im Suchraum am Heideweiher in Ströhen.

Knäkente

P, § §§, **E: s**, POP NRW 45-75 BP (2021), Kurzeittrend NRW stabil/fluktuierend; Kreis GT 0-2 Reviere (2019, unveröff. Meldung der Biologischen Station Gütersloh/Bielefeld an LANUV), RL: 1

Bevorzugt Kleingewässer mit dichter Ufervegetation als Brutplatz, vor allem in Feuchtwiesen, Niedermooren und Sümpfen. Auch naturnahe Teiche bzw. Teichanlagen sowie überschwemmte Wiesen mit verschliffenen Staugraben können besiedelt werden. Tritt in ganz NRW als seltener Brutvogel und Durchzügler auf. Brut am Heideweiher in Ströhen (2019).

Rebhuhn

P, §, **E: s**, Pop NRW 3.800 - 7.500 Brutpaare (2021), Kurzeittrend NRW sehr stark abnehmend; BI 15-25 BP (Püchel-Wieling 2022), Stadt GT 10 (2019, Biologische Station Gütersloh/Bielefeld e.V. 2019), Kreis GT 100-200 BP (2019, unveröff. Meldung der Biologischen Station Gütersloh/Bielefeld an LANUV), RL: 2

Als Bewohner der offenen Feldflur meidet das Rebhuhn durch Wälder und Feldgehölze stark strukturierte Gebiete. Optimale Bedingungen bietet eine kleinflächig gegliederte Landschaft mit einer Vielfalt an Kulturen (Acker, Grünland) und zahlreichen Saumstrukturen. Wegen drastischer Bestandseinbußen in den letzten Jahrzehnten wird das Rebhuhn in der Roten-Liste von NRW als „stark gefährdet“ geführt. Für den gesamten Naturraum ist von einer nur geringen Siedlungsdichte auszugehen, Beobachtungen aus weiten Teilen des Kreisgebietes beruhen überwiegend auf Zufallsmeldungen im Rahmen der Wiesenvogelkartierungen.

Neuere Nachweise in den Ströher Wiesen (2020: 1 BP, 2021: 2 BP), Deteringswiesen (2020 und 2021: 1 BP), Holtkamp (2021/2022: 2 BP).

Wachtel

P, §, **E: u**, Pop NRW 400 - 2.000 Brutpaare (2021), Kurzeittrend NRW stabil/fluktuierend; GT/BI regelmäßiger Durchzügler und (potentieller) Brutvogel, Stadt GT 5 (2019, Biologische Station Gütersloh/Bielefeld e.V. 2019), RL: 3

Die Wachtel bewohnt offene, gehölzarme Feld- und Wiesenlandschaften. Als Brutbiotope bevorzugt sie Ackerbrachen, Klee- oder Sommergetreidefelder und extensiv genutzte Wiesen. Raps, Maisfelder oder dicht stehendes Wintergetreide werden gemieden. Sie ist ein ausgesprochener „Invasionsvogel“, der Bestand kann daher jährlich großen Schwankungen unterliegen. Regelmäßig in den Deteringswiesen nachgewiesen, im Kreis Gütersloh regelmäßig als (potentieller) Brutvogel vor allem in den gut untersuchten Feuchtwiesenschutzgebieten am Nordrand des Ostmünsterlandes, in BI lediglich als „ehemaliger Brutvogel“ geführt (Püchel-Wieling 2022).

Weißstorch

P, §, §§, **E: G**, Pop NRW 704 BP (2022; Charadrius 57, S. 129), Kurzeittrend NRW deutlich zunehmend; Kreis GT: 24 (2023), Stadt BI: 4 BP, RL: *

Der Weißstorch benötigt offene Landschaften mit möglichst großflächigen und feuchten Wiesen für die Nahrungssuche. Als Kulturfolger brütet er heute vorwiegend auf Kunsthorsten, wie z. B. auf Kirchtürmen oder Scheunen montierte Nisthilfen. Einmal besiedelte Nistplätze werden oft über viele Jahre hinweg besetzt, da die Störche sehr nistplatztreu sind. Im Kreis GT seit 2011 regelmäßiger Brutvogel mit zunehmender Tendenz, in BI seit 2016. Anfang der 1990er Jahre war der Weißstorch in NRW fast ausgestorben. Seit 2021 brütet ein Paar in Ströhen südlich des Heideweiher.

Feldlerche

P, §, **E: u** (sich verschlechternd), Pop NRW 88.000-120.000 Brutpaare (2021), Kurzeittrend NRW sehr stark abnehmend; BI 15-20 BP (2018-2021, vgl. Püchel-Wieling 2022), Stadt GT 57 (Biologische Station GT/BI 2019), Kreis GT 250-300 Reviere (2019, unveröff. Meldung der Biologischen Station Gütersloh/Bielefeld an LANUV), RL 3

Die Feldlerche ist ein typischer Kulturfolger, denn erst durch die Ackernutzung des Menschen ist der ursprünglich reine Steppenvogel in weite Bereiche Europas eingewandert. Als Bodenbrüter benötigt die Feldlerche locker bewachsene, niedrige Vegetation. Der extrem starke Rückgang der Art hat dazu geführt, dass die Feldlerche in der Roten Liste für NRW als „gefährdet“ aufgeführt wird. Im Naturraum früher verbreitet und regelmäßig, aktuell aber leider nur noch spärlich nachgewiesen.

Heidelerche

P, §, §§, **E: u** (jedoch zunehmend), Pop NRW 1.500 – 2.000 Brutpaare (2021), Kurzeittrend NRW deutlich zunehmend; Kreis GT 51-100 Reviere (2019, unveröff. Meldung der Biologischen Station Gütersloh/Bielefeld an LANUV), Stadt BI 5-10 BP, RL *

Die Heidelerche kommt bei uns in lichten, durch Freiflächen aufgelockerten Wäldern und Waldrandbereichen vor. Sie bevorzugt dabei trockenere Standorte, spärlich bewachsene Flächen im

Saumbereich der Wälder von großer Bedeutung. Im Nordkreis brütet die Heidelerche vereinzelt in einer breiten Zone, die von Steinhagen und Gütersloh-Niehorst im Westen bis nach Harsewinkel und Greffen im Osten verläuft. Nach derzeitiger, z.T. lückenhafter Datenlage dürfte der Bestand im Kreis Gütersloh bei etwa 30 Brutpaaren liegen.

Schafstelze

§, Pop NRW 9.000-16.500 BP (2021), Kurzeittrend NRW deutlich zunehmend; BI 10-20 BP, Stadt GT 8 (2019, Biologische Station Gütersloh/Bielefeld e.V. 2019), Kreis GT: Bestand unbekannt; RL: *

Früher Charakterart des extensiven Grünlandes, mittlerweile bevorzugt in Raps- und Getreidefeldern. Verbreitungsschwerpunkt sind offene Bördenlandschaften. In BI zwischenzeitlich ausgestorben, ab etwa 2000 langsame Wiederbesiedlung, Bestand BI grob geschätzt auf 10-20 BP (Püchel-Wieling 2022).

Schwarzkehlchen

P, §, **E: g**, Pop NRW 2.500 – 3.200 Brutpaare (2021), Kurzeittrend NRW deutlich zunehmend; Kreis GT: 30-60 Reviere (2019, unveröff. Meldung der Biologischen Station Gütersloh/Bielefeld an LANUV), in BI Einzelfunde, RL: *

Das Schwarzkehlchen besiedelt ursprünglich Brachflächen, Ödland, extensiv genutztes Grünland und Moore. Bis zum Jahr 2008 wurde das Schwarzkehlchen als seltener, aber regelmäßiger Durchzügler im Kreis Gütersloh eingestuft. Danach erfolgte eine langsame Wiederbesiedlung (Püchel-Wieling 2016). Für den Schutz und die Erholung der Schwarzkehlchen-Population sind extensive Wiesen und Weiden von großer Bedeutung. Gerne werden Brache- oder Ruderalstreifen in der Nähe von Vieh- oder Pferdeweiden angenommen. Da Schwarzkehlchen sehr negativ auf Störungen reagieren, sollten empfindliche Bereiche für menschliche (Freizeit)-Aktivitäten unzugänglich sein und eine landwirtschaftliche Nutzung für die Brutzeit ausgesetzt werden.

Aktuell ein Revier in Holtkamp Nähe Möhneweg (2023) sowie 3 BP in den Deteringswiesen (2022).

Neuntöter

P, § **E: u**, Pop NRW 2.600-4.400 BP, Kurzeittrend NRW stabil/fluktuierend; Kreis GT 30-50 BP, BI 10BP, RL: V

Langstreckenzieher und Brutvogel in extensiv genutzten, halboffenen Kulturlandschaften mit aufgelockertem Gebüschbestand, Einzelbäumen sowie insektenreichen Ruderal- und Saumstrukturen. Bevorzugt werden dabei „wärmegetönte“ Bereiche, optimal sind extensiv genutzte Grünlandbereiche. Im Tiefland in NRW nur wenige lokale Vorkommen. Aktuell merkliche Zunahme des Bestandes in OWL. Brut 2020 und 2023 in Deteringswiesen.

Gartenrotschwanz

P, §, **E: u**, Pop NRW 4.600-7.300 BP (2021), Kurzeittrend NRW stabil/fluktuierend; Kreis GT 75-150 Reviere (BP (2019, unveröff. Meldung der Biologischen Station Gütersloh/Bielefeld an LANUV), RL: V

Langstreckenzieher und Brutvogel in nicht zu dichten Altholzbeständen sowie an Waldrändern und Waldlichtungen vor. Regional werden Gehöfte mit altem Baumbestand (Hofeichen) bevorzugt besiedelt, aber auch parkähnliche Gärten, Friedhöfe mit artenreichem Baumbestand, Alleen, Kopfbäumen, Obstwiesen und alten Hausgärten im Siedlungsbereich. Nimmt aktuell wieder zu. In Deteringswiesen 1 BP (2021).

Weitere planungsrelevante Vogelarten im Naturraum

Folgende ausgewählte planungsrelevante Vogelarten, deren Lebensraum zumindest teilweise offene Landschaften einschließt, wurden im Naturraum zwar nicht systematisch erfasst, aber seit ca. 2010 als Zufallsfunde anlässlich der Wiesenvogelkartierung mehrfach nachgewiesen oder im Artenschutzhandbuch Kreis Gütersloh der Biologischen Station GT/BI im Naturraum aufgeführt:

Baumfalke (RL 3, E: u, im UG zuletzt Deteringswiesen 2019), **Turmfalke** (RL V), **Habicht** (RL 3, E: u), **Sperber** (RL *), **Rotmilan** (RL *, E: s), **Mäusebussard** (RL *), **Waldschnepfe** (RL 3, E: u), **Hohltaube** (RL *), **Kuckuck** (RL 2, E: u abnehmend), **Schleiereule** (RL *), **Waldohreule** (RL 3, E: u), **Waldkauz** (RL *), **Feldschwirl** (RL 3, E: u), **Star** (RL 3, E: u), **Goldammer** (RL *), **Feldsperling** (RL 3, E: u).

Anlage 4:

Quellen, Literaturhinweise

Albrecht, J. (2022): Steinkäuze in Bielefeld: 25 Jahre Schutzmaßnahmen für ein kleines Randvorkommen. – Jahresheft 15 des NABU Bielefeld: 200-206. - <file:///C:/Users/Anwender/Downloads/Jahresheft15-2022-komplett-web.pdf>

Amprion GmbH (2023): Projektbeschreibung Phasenschieber Ostwestfalen. – Internetseite <https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/Phasenschieber-Ostwestfalen/>

Biologische Station Gütersloh/Bielefeld e.V.: Unveröff. Jahresberichte der Biologischen Station Gütersloh/Bielefeld für den Kreis Gütersloh und die Stadt Bielefeld

Biologische Station Gütersloh/Bielefeld e.V.: Artenschutzhandbuch Kreis Gütersloh. - <https://biostationgt-bi.de/artenschutz/index.php?page=0&id=16>

Biologische Station Gütersloh/Bielefeld: Wiesenvogelkartierung 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022ff, unveröff. Berichte.

Biologische Station Gütersloh/Bielefeld e.V. (2019): Feldvogelkartierung in der Stadt Gütersloh - Ergebnisse der Untersuchungen aus den Jahren 2015 – 2019. - https://www.guetersloh.de/de-wAs-sets/docs/fachbereich-31-umweltschutz/programm-biologische-vielfalt/Feldvoegel_Bericht_BioStation.pdf

Füller, M. & G. Bockwinkel: Kulturgeschichte und Verbreitung der Wiesenvögel im Ostmünsterland, in: Naturschutz und Landschaftsplanung 26(4), 1994: 132-137.

Grüneberg, C.; P. Herkenrath & M.M. Jöbges (2021): Aktuelle Bestandssituation der Brutvögel Nordrhein-Westfalens. – Charadrius 57, H. 3-4, 131-164 (publiziert 2023)

LANUV: Erhaltungszustand und Populationsgröße der Planungsrelevanten Arten in NRW, Stand 30.04.2021. - https://artenschutz.naturschutzinformationen.nrw.de/artenschutz/web/babel/media/ampelbewertung_planungsrelevante_arten.pdf

LANUV: Geschützte Arten in Nordrhein-Westfalen – Vögel. Stand 5.10.2023. - https://artenschutz.naturschutzinformationen.nrw.de/artenschutz/de/arten/gruppe/voegel/liste_de

LANUV (Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen, 2018): Fachbeitrag des Naturschutzes und der Landschaftspflege für die Planungsregion des Regierungsbezirks Detmold. – Recklinghausen. - https://www.lanuv.nrw.de/fileadmin/lanuvpubl/6_sonderreihen/Fachbeitrag_Detmold.pdf

LWL (Landschaftsverband Westfalen-Lippe, 2017): Kulturlandschaftlicher Fachbeitrag zur Regionalplanung, Regierungsbezirk Detmold, Band I. Münster. - https://www.lwl.org/@@files/35444458/lwl_kulareg_detmold_band_i_web.pdf

NWO & LANUV (2021, publiziert 2023): Rote Liste der Brutvogelarten Nordrhein-Westfalens, 7. Fassung, Stand: Dezember 2021. - Charadrius 57, Heft 3-4: 75-112.

Püchel-Wieling, F. (2016): Die Wiederbesiedlung des Kreises Gütersloh (NRW) durch das Schwarzkehlchen 2006 bis 2016. – Bericht Naturwiss. Verein für Bielefeld und Umgegend 54: 168-183.

Püchel-Wieling, F. (2017): Die dramatische Abnahme des Kiebitzes *Vanellus vanellus* im Kreis Gütersloh und in der Stadt Bielefeld – Ergebnisse der Wiesenvogelkartierung 2016. - Bericht Naturwiss. Verein für Bielefeld und Umgegend 55, 80-101.

Püchel-Wieling, F. (2022): Wie geht es den Bielefelder Feldvögeln? – Jahresheft 15 des NABU Bielefeld: 165-171. - <file:///C:/Users/Anwender/Downloads/Jahresheft15-2022-komplett-web.pdf>



**Die Bielefelder und Gütersloher Naturschutzverbände und Initiativen:
BUND, GNU, NABU, Naturwissenschaftlicher Verein, pro grün,
Aktionsbündnis Rettet den Naturraum Holtkamp-Ströhen**

Bundesnetzagentur

Stichwort: Konsultation NEP Strom 2023-2037/2045

Postfach 8001

53105 Bonn

Nur per Mail:

E-Mail: nep-2023@bnetza.de

Bielefeld, den 19. November 2023

Betreff: Projekt P410 Phasenschiebertransformatoren in Ostwestfalen

Sehr geehrte Damen und Herren,

in Zusammenhang mit dem Netzausbau betreibt die Firma Amprion GmbH aktuell eine Standortsuche für eine technische Großanlage zum Betrieb von zwei Phasenschiebertransformatoren (PST) für das Höchstspannungsnetz („Phasenschieber Ostwestfalen“, Ad-hoc-Maßnahme P410 des Netzentwicklungsplans). Dazu nehmen die Naturschutzverbände der betroffenen Kreise Bielefeld und Gütersloh nachfolgend Stellung. Dabei beziehen wir uns auf den Steckbrief der Übertragungsnetzbetreiber im zweiten Entwurf zum Netzentwicklungsplan (S. 700 ff)

https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil2.pdf



Das Projekt dient laut Steckbrief des Übertragungsnetzbetreibers der Senkung des Redispatchbedarfs in Ostwestfalen und Niedersachsen. Zur Realisierung sei die Ad hoc-Maßnahme P410 notwendig. Laut Steckbrief sollen die PST an einem neuen Anlagenstandort in der Nähe der Leitung Gütersloh – Hesseln aufgebaut und die beiden 380-kV-Stromkreise der Leitung Gütersloh – Hesseln in die neue Station eingeschliften werden. Umsetzungsstand: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren.

Dazu äußern wir als anerkannte Naturschutzverbände nachfolgende Bedenken und bitten dabei um Beantwortung von Fragen:

1. Laut Steckbrief des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) hat sich das Projekt "P410: Phasenschiebertransformatoren in Ostwestfalen" i.R. des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Laut ÜNB wurde das Projekt P410 im NEP 2030 (2019) erstmalig als Ad-hoc-Maßnahme identifiziert und von der Bundesnetzagentur im NEP 2030 (2019) und NEP 2035 (2021) bestätigt.

Im Widerspruch dazu zählt das Projekt zu den Maßnahmen, bei denen die Bundesnetzagentur noch nicht zu einer vorläufigen Einschätzung gelangt ist (vgl. Vorläufige Prüfungsergebnisse Netzentwicklungsplan Strom für die Zieljahre 2037/2045, Tabelle 6, S. 72 ff.). Daher findet sich in den vorläufigen Prüfungsergebnissen auch noch keine Darstellung des Projektes seitens der Bundesnetzagentur.

PST erlauben, die bestehende Übertragungsfähigkeit des Netzes in einem höheren Umfang auszunutzen, indem sie die Netzbelastung vergleichmäßigen. Die Wirksamkeit solcher Maßnahmen setzt allerdings voraus, dass in Teilen des Übertragungsnetzes in den jeweiligen Belastungssituationen noch Übertragungsreserven auf Stromkreisen mit gleicher Übertragungsaufgabe vorhanden sind, die gezielt genutzt werden können.

Ab 2025 ist ohnehin die Übernahme weiträumiger Lastflusssteuerungen durch großräumige HGÜ-Verbindungen vorgesehen. Dann stellen sich nachfolgende Fragen und Bedenken noch deutlich stärker.

Wir äußern hiermit Bedenken, dass hier in erster Linie dem Ansinnen des ÜNB gefolgt wird und bitten um Darlegung und Auskunft über die Situation im fraglichen Bereich.

Die Maßnahme muss wirksam und erforderlich sein. Bitte geben Sie uns Auskunft über Höhe und Häufigkeit von Überlastungen (Überlastungsindex).

Bitte geben Sie uns auch Auskunft über die Ausbauziele des aktuellen Netzentwicklungsplanes für den fraglichen Raum. Bitte gehen Sie dabei auch darauf ein, welcher Stellenwert dem Netzausbau als möglicher Alternative beigemessen wird.

2. Laut Steckbrief des Übertragungsnetzbetreibers wird bei dem fraglichen Projekt das NOVA- Prinzip (Netzoptimierung hat Vorrang vor Netzverstärkung und Netzverstärkung hat Vorrang vor Netzausbau) angewendet.

Im Widerspruch dazu steht die notwendige Priorisierung des Netzausbaus, hinkt dieser doch dem Ausbau der Erneuerbaren Energien hinterher. Hintergrund ist, dass Netzoptimierungen durch lastflusststeuernde Betriebsmittel wie zum Beispiel PST schlicht schneller zu realisieren sind als der eigentlich notwendige Netzausbau. Diese Punktmaßnahmen im NEP werden i.d.R. in den Umspannwerken bzw. Schaltanlagen errichtet.

Wir äußern hiermit Bedenken wegen der Priorisierung des Netzbetriebsmittels vor dem Netzausbau. Wir bitten um Nachweis, dass hier eine kritische Verbindung zwischen unterschiedlichen Regelzonen existiert. Wir haben Bedenken, dass durch die Maßnahme zusätzliche Verluste entstehen.

Bitte geben Sie uns auch Auskunft über die Ausbauziele des aktuellen Netzentwicklungsplanes für den fraglichen Raum und um Auskunft, ob der Netzausbau im Vordergrund steht.

3. Laut Steckbrief des Übertragungsnetzbetreibers hat sich bei der Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte das Projekt "P410: Phasenschiebertransformatoren in Ostwestfalen" als „notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme“ erwiesen. Demzufolge seien alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt zwar grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Laut mündlicher Erläuterung der Amprion GmbH soll die PST-Anlage nur zwischen Hessel und Gütersloh möglich sein, weil an anderer Stelle Störungen bei untergelagerten Verteilnetzbetreibern induziert und wegen „technischer Grenzen“ andere Suchräume (z.B. Richtung Lüstringen) ausscheiden würden. Weiterhin böten vorhandene Umspannanlagen (Güterloh-Blankenhagen und Hessel) zu wenig Platz.

Wir äußern hiermit Bedenken wegen der angeblich minimalen Rauminanspruchnahme. Angesichts der erheblichen Folgewirkungen des Projekts P410 stellt sich die Frage: Warum soll genau hier im artenreichen Raum Hollen-Holtkamp-Ströhen ein derart flächenintensives Betriebsmittel installiert werden?

Wir bitten um Darlegung der geprüften Alternativen inkl. – wenn dies möglich ist - der Wirtschaftlichkeitsberechnungen. Bitte geben Sie uns auch Auskunft darüber, wo es – auch großräumiger - bereits bestehende Netzbetriebsmittel gibt (z. B. an Umspannwerken und stillgelegten Kraftwerksstandorten), die vorrangig ausgebaut werden könnten. Erläutern Sie bitte, ob diese Projekte vorrangig vonseiten der BNA geprüft werden.

Insbesondere erbitten wir Auskunft, ob die BNA die o.g. Darstellung von Amprion hinsichtlich fehlender Alternativen teilt (insbes. auch unter Berücksichtigung flächensparender Anlagendesigns) und wie die Notwendigkeit der Anlage aktuell sowie mittel- und langfristig vor dem Hintergrund des weiteren Netzausbaus beurteilt wird.

Zu Ihrer Information fügen wir einen an das Unternehmen Amprion übersandten Offenen Brief dieser Stellungnahme bei.

Mit freundlichen Grüßen

Die Sprecher*innen und Vorsitzende bzw. Vorstandsmitglieder der Natur- und Umweltschutzverbände und Initiativen in Bielefeld und dem Kreis Gütersloh:

f.d.R.:

[REDACTED]
Bund für Umwelt und Naturschutz e.V., Kreisgruppe Bielefeld (BUND)

[REDACTED]
Bund für Umwelt und Naturschutz e.V., Kreisgruppe Gütersloh (BUND)

[REDACTED]
Naturschutzbund Deutschland, Stadtverband Bielefeld e.V. (NABU)

[REDACTED]
Naturschutzbund Deutschland, Kreisverband Gütersloh e.V. (NABU)

[REDACTED]
Gemeinschaft für Natur- und Umweltschutz im Kreis Gütersloh e.V. (GNU)

[REDACTED]
Naturwissenschaftlicher Verein für Bielefeld und Umgegend e. V. (NWV)

[REDACTED]
Gemeinnütziger Verein pro grün Bielefeld e.V. (pro grün)

[REDACTED]
Aktionsbündnis Rettet den Naturraum Holtkamp-Ströhen

Kontakt:

BUND-Kreisgruppe Bielefeld

August-Bebel-Str. 16-18

33602 Bielefeld

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
service@bund-bielefeld.de

www.bund-bielefeld.de

Anlage



700120

Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700120
Eingangsdatum: 24.11.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:



Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 3

Stellungnahme:

Hallo [REDACTED]

Wie gestern besprochen.

Danke und viele Grüße, [REDACTED]

Mit SecurePIM gesendet

[REDACTED]

Hallo [REDACTED],

wie besprochen haben wir ausversehen bei unserer Abgabe zum NEP 2037 ein veraltetes Dokument versendet.

Könntest Du bitte wie besprochen dieses intern an die zuständige Abteilung weiterleiten und darum bitten nur diese Version zu verwenden und die alte, fristgerecht gesendete Unterlage zu löschen.

Hab vielen Dank,

[REDACTED]
Leiter Fachbereich Erneuerbare Energiesysteme
Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
German Renewable Energy Federation
EUREF-Campus 16
10829 Berlin

BEE-Stellungnahme

zum zweiten Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber für
den Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045,
Version 2023

Berlin, 20. November 2023



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	2
Vorbemerkungen.....	3
1 Szenariorahmen.....	3
1.1 Ausbaupfade für die Erneuerbaren Energien	4
1.1.1 Biomasse	4
1.1.2 Wind Onshore	6
1.1.3 Wind Offshore	7
1.1.4 Photovoltaik.....	8
1.1.5 Wasserkraft.....	8
1.2 Stromverbrauch.....	8
1.3 Flexibilitäten	9
1.3.1 Wasserstoff und Elektrolyse	9
1.3.2 Demand Side Management.....	10
1.3.3 Fernwärme	11
1.4 Gaskraftwerke	12
2 Marktmodell	13
2.1 Ländermodell und europäischer Energieaustausch.....	13
3 Netzanalysen	14
3.1 Abstimmung mit den Verteilnetzbetreibern	14
3.2 Optimale Auslastung der Bestandsnetze.....	14
3.3 Integrierte Netzentwicklungsplanung.....	15

Vorbemerkungen

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) begrüßt die Möglichkeit zur Stellungnahme im Rahmen der Konsultation des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023. Grundsätzlich ist die Beteiligung der Stakeholder in mehreren Bearbeitungsschritten (Entwürfen) gelungen und positiv zu bewerten.

Allerdings fanden zentrale Kritikpunkte, die der BEE in seiner Stellungnahme vom April 2023 zum ersten Entwurf des NEP zum Szenariorahmen, dem Marktmodell sowie zur Netzanalyse anführte, keine Berücksichtigung im hier zugrundeliegenden zweiten Entwurf des NEP. Dies ist äußerst kritisch einzustufen, bildet der NEP doch eine wichtige Grundlage für politische Entscheidungen im Netzausbau und der Energiewende. Daher werden in der folgenden Stellungnahme erneut die aus Sicht des BEE kritischen Punkte aufgezeigt und eigene Empfehlungen dargestellt.

Der BEE fordert die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und die BNetzA dazu auf, die im Folgenden näher betrachteten Einwände und Punkte zu prüfen und bei der Entwicklung dieses NEP berücksichtigen. Die sich auf den Szenariorahmen beziehenden Kritikpunkte sollten spätestens bei der Konsultation des nächsten Szenariorahmen im Jahr 2024 Berücksichtigung finden.

1 Szenariorahmen

Der BEE begrüßt grundsätzlich die Berücksichtigung der gesetzlich festgelegten klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung im NEP 2037, welche durch die Novellierung des §12 a EnWG erfolgte. Mit den drei Szenarien A, B und C für die Jahre 2037 und 2045, kann der vorliegende NEP somit zum ersten Mal ein Stromübertragungsnetz für ein klimaneutrales Energiesystem in Deutschland abbilden.

Grundlage für das im NEP betrachtete Energiesystem und die folgenden Netzanalysen bildet der vorab erarbeitete Szenariorahmen. Der BEE hat bereits in seiner Stellungnahme zum ersten Entwurf des NEP ausdrücklich auf die teils fehlerhaften Annahmen im Bereich der Erneuerbaren Erzeugung, des Stromverbrauchs und auch der Flexibilitäten hingewiesen. Diese Kritik wurde - wie dem zweiten Entwurf nun zu entnehmen ist - mehrfach von Konsultationsteilnehmern geteilt und angebracht. So wurde bspw. die Verwendung des zugrundeliegende Wetterjahres 2012 als veraltet kritisiert. Extremwetterlagen und auch der Faktor Kühlung sollten neben der Wärme stärker einbezogen werden. Die Verfasser des NEP haben diese Einreichungen jedoch nicht berücksichtigt, sondern geben nur den wagen Ausblick, die Berücksichtigung solche Ereignisse bei folgenden Modellierungen zum nächsten NEP zu prüfen. Der BEE fordert hier ein, bei der Entwicklung des nächsten Szenariorahmens für einen folgenden NEP, die vom BEE in seinen Stellungnahmen zum Szenariorahmen sowie

zum ersten Entwurf des NEP gemachten Anmerkungen und Einwände stärker zu berücksichtigen, um so eine ordentliche Basis für die Entwicklung des Netzmodells zu ermöglichen.¹

Im Weiteren soll, sofern im vorliegenden zweiten Entwurf zum NEP erfolgt, auf Anpassungen und Änderungen der Ausbaupfade der Erneuerbaren Erzeugung, beim Stromverbrauch, bei der Einbindung von Flexibilitäten sowie auf diesbezügliche immer noch aktuelle Kritikpunkte aus den BEE-Stellungnahmen zum Szenariorahmen sowie zum ersten Entwurf des NEP eingegangen werden.

1.1 Ausbaupfade für die Erneuerbaren Energien

1.1.1 Biomasse

Der BEE wies daraufhin, dass Bioenergie deutlich flexibler auf Basis höherer installierter Leistung (Überbauung) eingesetzt werden könnte und auch sollte, um genau in den Zeitfenstern, in denen vor allem dargebotsabhängige EE wenig einspeisen, einen entsprechenden Ausgleich zu schaffen. Dafür müsste nicht mehr Biomasse verstromt werden, sondern diese nur flexibler eingesetzt werden. Leider wurde diesem Kritikpunkt bislang keine Rechnung getragen. Zwar wurde anerkannt, dass dieser Komplex ein strittiges Thema ist, allerdings bleiben die Verfasser bei Ihrer Position – der systemische Nutzen sei in anderen Bereichen wie der Wärmeerzeugung oder Ressourcengewinnung (Kohlenstoff) höher. Dieses Vorgehen ist aus Sicht des BEE nicht nachvollziehbar, da bereits aufgezeigt werden konnte, wie ein stärkerer Flexibilisierungspfad der Bioenergie es ermöglichen könnte, noch höhere steuerbare Leistungen dezentral in Deutschland einzusetzen und somit den Bedarf und die volkswirtschaftlichen Kosten der ansonsten benötigten Wasserstoffkraftwerke und ihrer Infrastruktur entsprechend zu reduzieren.

Auf Basis der Entwicklung der Volllaststunden der Bioenergie in den vergangenen acht Jahren, was auch ein Maß der Flexibilität darstellt, lässt sich zudem die Annahme einer Volllaststundenreduktion auf lediglich 3.000 h/a nicht nachvollziehen. Bei einer Überbauung um den Faktor 4 in 2037 bzw. von 6 in 2045 könnten die Volllaststunden hingegen auf 2.000 h/a bzw. 1.000 h/a fallen (s. Abbildung 1).

¹ Vgl. BEE-Stellungnahme zum ersten Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023: <https://www.bee-ev.de/service/publikationen-medien/beitrag/stellungnahme-zum-1-entwurf-der-uebertragungsnetzbetreiber-fuer-den-netzentwicklungsplan>

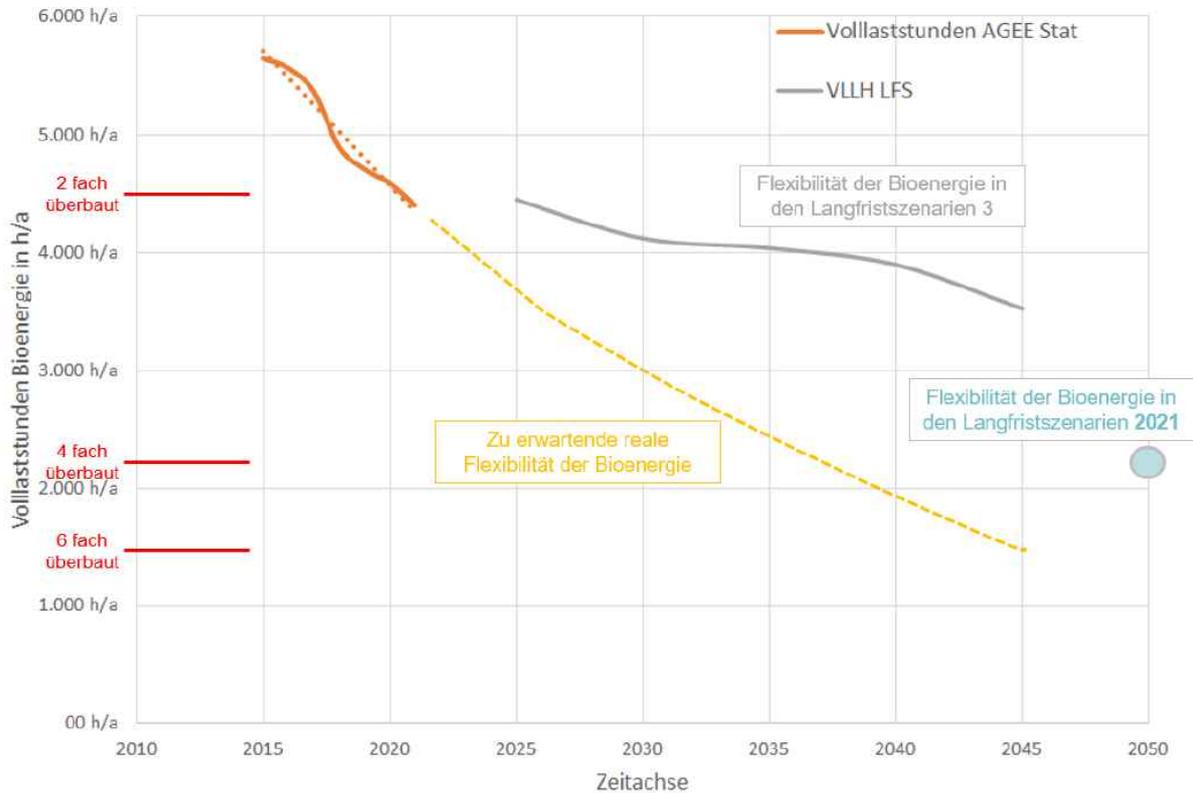


Abbildung 1: Entwicklung der Volllaststunden der Bioenergie

Die politischen Zielsetzungen aus den Ausbaupfaden des EEG 2023, dem Koalitionsvertrag der amtierenden Regierungsparteien oder den Eckpunkten der Nationalen Biomassestrategie legen nahe, dass es auch in Zukunft ein Potential für Biomasse im Stromsektor geben wird. Gestützt werden diese Annahmen durch die Tatsache, dass auch der REPowerEU Plan in der Bioenergie einen zentralen Baustein für die Erreichung der von der EU anvisierten Ziele zur Diversifizierung der europäischen Energieversorgung sieht.

Die im Entwurf des Netzentwicklungsplans getroffene Annahme, der Bioenergieanlagenpark würde zukünftig deutlich geringere Volllaststunden aufweisen, unterstützt der BEE, wie bereits dargestellt, hingegen grundsätzlich. Nach Ansicht des BEE werden daraus jedoch falsche Schlüsse bezüglich der Entwicklung der installierten Leistung und der erzeugten Strommenge abgeleitet. Die Verringerung der Volllaststunden bildet ab, dass Biomassekraftwerke zukünftig flexibel und strommarktorientiert betrieben werden. Auch der BEE begrüßt eine Flexibilisierung des Bioenergieanlagenparks. Auf Basis von Wirtschaftlichkeitsberechnungen, politischen und energiewirtschaftlichen Erwägungen als auch auf Basis von bisherigen Erfahrungswerten ist davon auszugehen, dass eine Flexibilisierung, d.h. eine Reduktion der Volllaststunden, ohne eine Verringerung der erzeugten Strommenge, sondern mit einer Erhöhung der installierten Leistung (bei gleichbleibender Strommenge) einhergeht. Um diesen Umstand abzubilden, muss bei angenommenen 3.000 Volllaststunden ab 2037 im Netzentwicklungsplan ein Anstieg der installierten Leistung auf ca. 15 GW angesetzt werden.

Irritierend ist die Annahme eines umfassenden Rückbaus an Biomassekraftwerken auch vor dem Hintergrund, dass gleichzeitig der Bedarf an Erdgas- bzw. Wasserstoffkraftwerken nach

Einschätzung der ÜNB stark zunehmen wird, was zu einer Leistungssteigerung in diesem Erzeugungssegment in allen Szenarien führt. Doch auch mit Biomassekraftwerken würde eine Technologie zur Verfügung stehen, die flexibel am Strommarkt eingesetzt werden kann. Im Gegensatz zu den geplanten Erdgaskraftwerken, sind Biomassekraftwerke bereits heute erneuerbar sowie nachhaltig und bedürfen keiner langwierigen Genehmigung und Umrüstung, die beim Ausbau von neuen Erdgas- bzw. Wasserstoffkraftwerken notwendig wäre. Zudem entfällt auch, gerade im Hinblick auf die Wasserstoffkraftwerke die entsprechende Entwicklung der benötigten Infrastruktur.

1.1.2 Wind Onshore

Der BEE hält den beschleunigten Ausbau der Onshore-Kapazitäten auch aufgrund der Unwägbarkeiten beim Aufbau der Offshore-Kapazitäten für äußerst wichtig. Es wurde empfohlen, den Brutto- und Nettozubaue getrennt auszuweisen, um so das Repowering in den Szenarien besser bewerten zu können. Ebenso wurden die veranschlagten Volllaststundenwertewerte (VLH) als zu niedrig bewertet.

Der Szenariorahmen sowie die mit dessen Vorgaben arbeitenden Entwürfe zum NEP weisen hierbei nur VLH zwischen 2.300 h/a bis 2.450 h/a aus. Der BEE konnte hingegen zeigen, dass im Rahmen eines Normalwindjahres bereits mit Nabenhöhen oberhalb von 140 m Höhe deutschlandweit im Mittel höhere VLH erzielt werden können, als es der NEP bis 2045 vorsieht (2.653 h/a für 2030, 2.770 h/a für 2040 und 2.851 h/a für 2050).²

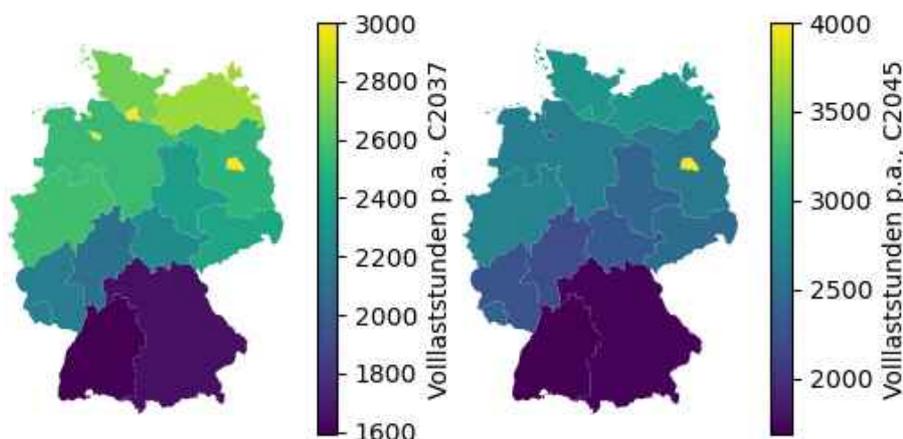


Abbildung 2: Volllaststunden Wind Onshore im Szenario C, je Bundesland p.a.

² Die Auswertung der realen VLH aller Anlagen in Deutschland erfolgte auf Basis der Wetterjahre 2020 und 2021.

Hervorstechend war – und sind bedauerlicherweise nach wie vor - vor allem die extrem hohen Abweichungen der VLH der südlichen Bundesländer (Bayern und Baden-Württemberg). Diese weisen mit im Mittel nur rund 1.650 h/a unrealistisch niedrige VLH auf. Basierend auf den realen Einspeisungswerten von bayerischen und baden-württembergischen Windenergieanlagen (WEA) mit einer Nabenhöhe von über 140 m haben diese Anlagenstandorte im Mittel im Jahr 2020 fast 2.200 Volllaststunden erreicht.

Auch ein innersystemischer Vergleich der länderspezifischen VLH mit den durchschnittlich ermittelten VLH des NEP weist deutliche Abweichungen auf. So ergeben sich in Szenario C für die Prognosejahre 2037/2045 bereits Abweichungen zum mittleren VLH-Wert für Gesamtdeutschland von rund 745 h/a bzw. 750 h/a für Baden-Württemberg und 690 h/a bzw. 726 h/a für das Bundesland Bayern (vgl. Abbildung 2). Diese deutliche Spreizung – nahezu um den Faktor 2 der mittleren Abweichung - erscheint bei Vergleich mit den benachbarten Bundesländern Hessen und Rheinland-Pfalz, welche ebenfalls nicht optimale Windbedingungen mitbringen, unplausibel.

Der BEE kritisiert, dass keiner der aufgezeigten Punkte aufgegriffen wurde und fordert eine grundlegende Überarbeitung der technischen Annahmen zum Einspeiseverhalten von Onshore-Windenergieanlagen.

Begrüßenswert ist hingegen die generelle Nicht-Berücksichtigung von bestehenden bundeslandspezifischen Abstandsregelungen wie bspw. die 10H-Regelung in Bayern. Es bleibt ohnehin fraglich, wie lange individuelle Restriktionen in der Ausweisung und Flächennutzung angesichts des raschen Ausbaubedarfs im Onshore-Bereich Bestand haben werden.

1.1.3 Wind Offshore

Der Ausbaupfad der installierten Leistung von offshore Windenergieanlagen bzw. der installierten Leistung wurde im Vergleich zum ersten Entwurf des NEP 2023 beibehalten. Der BEE begrüßt grundsätzlich die Annahme der zusätzlichen Kapazitäten, jedoch muss hier abermals die Gefahr von höheren Abschattungseffekten angeführt werden. Ebenso sollte zukünftig das zusehends erschwerte Investitionsumfeld berücksichtigt werden. So ist bereits in Ländern mit weitaus höher gesteckten Ausbauzielen im offshore-Bereich ein Rücklauf der Ausschreibungen zu beobachten – vgl. hierzu die jüngsten Nullrunden im Offshore-Ausschreibungsverfahren in Großbritannien.

1.1.4 Photovoltaik

Der BEE begrüßt, dass der 2. Entwurf zum NEP 2037 weiterhin eine Anhebung der angenommenen Zahlen zum PV-Ausbau erwartet (ca. 350 GW in 2037, 400 bis 450 GW in 2045).

Das angenommene Ambitionsniveau entspricht in etwa den Zahlen, die in der vom BEE in Auftrag gegebenen und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführten Strommarktdesignstudie als realistisch angenommen werden (ca. 450 GW in 2045/2050).

1.1.5 Wasserkraft

Die erneuerbare Stromerzeugung aus Wasserkraft wird im vorliegenden NEP-Entwurf in einer Größenordnung von insgesamt 5,3 GW installierter Leistung mit weitestgehend konstanter Entwicklung unterstellt. Der BEE hat bereits die geringe Wachstumsrate der installierten Leistung innerhalb der letzten 18 Jahre anerkannt, jedoch erscheint die Annahme eines Rückbaus in diesem Bereich eher unrealistisch. Insbesondere die Wertigkeit der Stromerzeugung aus Wasserkraft muss zukünftig betrachtet werden und rechtfertigt die Rolle der Erzeugungstechnologie. Diese bemisst sich nicht nur an der Höhe der installierten Leistung und ihrem Anteil an der Stromerzeugung insgesamt, sondern vielmehr an deren Qualität und hohen Bedeutung für das Erneuerbare Energiesystem der Zukunft. Insbesondere das hohe spezifische CO₂-Einsparpotenzial, die stetige und verlässliche Verfügbarkeit sowie die Bereitstellung von schneller und flexibler Regelenergie, Momentanreserve, Notstromreserve, Blindleistung tragen zu einem kostengünstigen Versorgungssystem der Zukunft bei. Der BEE spricht sich daher erneut für eine stärkere Berücksichtigung der Wasserkraft aus und bittet, dass diese Kritik im nächsten Szenariorahmen Berücksichtigung findet.

1.2 Stromverbrauch

Der BEE begrüßt die Steigerung des angenommenen Stromverbrauchs im Vergleich zum NEP-Entwurf (2022), welcher nun in etwa dem Niveau der vom BEE in Auftrag gegebenen und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführten Strommarktdesignstudie entspricht. Der BEE weist darauf hin, dass der zur Berechnung und Darstellung der räumlichen Verteilung des Stromverbrauchs (private Haushalte sowie bei Gewerbe, Handel und Dienstleistungen) verwendete Top-Down-Ansatz auf Basis der Daten der statistischen Landesämter und Stromverbrauchsprofilen nach wie vor ungeeignet scheint.

Aus Sicht des BEE sollte für den nächsten Szenariorahmen bzw. einen zukünftigen NEP überprüft werden, ob diese Berechnungsmethodik eine gewünschte Genauigkeit erzielt, oder ob man von Anfang an durch Nutzung aktueller Netzdaten auf Umspannwerksebene potenziell zu genaueren Ergebnissen kommen würde.

1.3 Flexibilitäten

1.3.1 Wasserstoff und Elektrolyse

Der BEE begrüßt, dass im vorliegenden Entwurf zum Netzentwicklungsplan **ein Szenario** mit einer höheren angenommenen inländischen Elektrolyse-Kapazität von 80 GW aufgenommen wurde (Szenario A 2045). Diese Elektrolyseleistung stellt eine eindeutige Verbesserung des Ambitionsniveaus gegenüber den Annahmen des NEP-Entwurfs des vergangenen Jahres dar. **Durch die damit realisierten Wasserstoffmengen können laut dem NEP ein „signifikanter Anteil des innerdeutschen Wasserstoffbedarfs ... über heimische Wasserelektrolyse“ gedeckt werden.** Dies ist auch eine der zentralen Botschaften der Strommarktdesignstudie des BEE im letzten Jahr.

Der oben genannte Wert liegt jedoch immer noch unter dem Wert von 100 GW, der in der vom BEE in Auftrag gegebenen und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführten Strommarktdesignstudie für 2045 / 2050 als realistisch angenommen wird. Bei Setzung eines entsprechenden regulatorischen Rahmens ist das Potential zur Herstellung von grünem Wasserstoff in Deutschland mittel- bzw. langfristig sehr hoch. Es sollten hier dringend alle Möglichkeiten zum Hochfahren der inländischen Elektrolyse-Kapazitäten genutzt werden, da heimisch produzierter Wasserstoff nicht nur die Importabhängigkeit drastisch verringert, sondern dem Energiesystem zu-gleich als Flexibilität zur Verfügung steht.

Die Annahme der Begrenzung der inländischen Elektrolyseleistung auf 50 GW in den Szenarien B und C 2045 ist zudem grundsätzlich problematisch. Eine Realisierung von lediglich 50 GW Elektrolyseleistung in 2045 hätte das Fehlen dringend benötigter Flexibilität im Energiesystem zur Folge. Dies würde zu einem starken Anstieg negativer Strompreise führen, was sich wiederum direkt auf die nach §51 EEG nicht geförderten Energiemengenanteile auswirkt. In der Konsequenz würde es zu einer deutlichen Verschlechterung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Erneuerbare Energien-Anlagen und damit zu einem Rückgang bei deren Ausbau kommen (vgl. Abbildung 3).

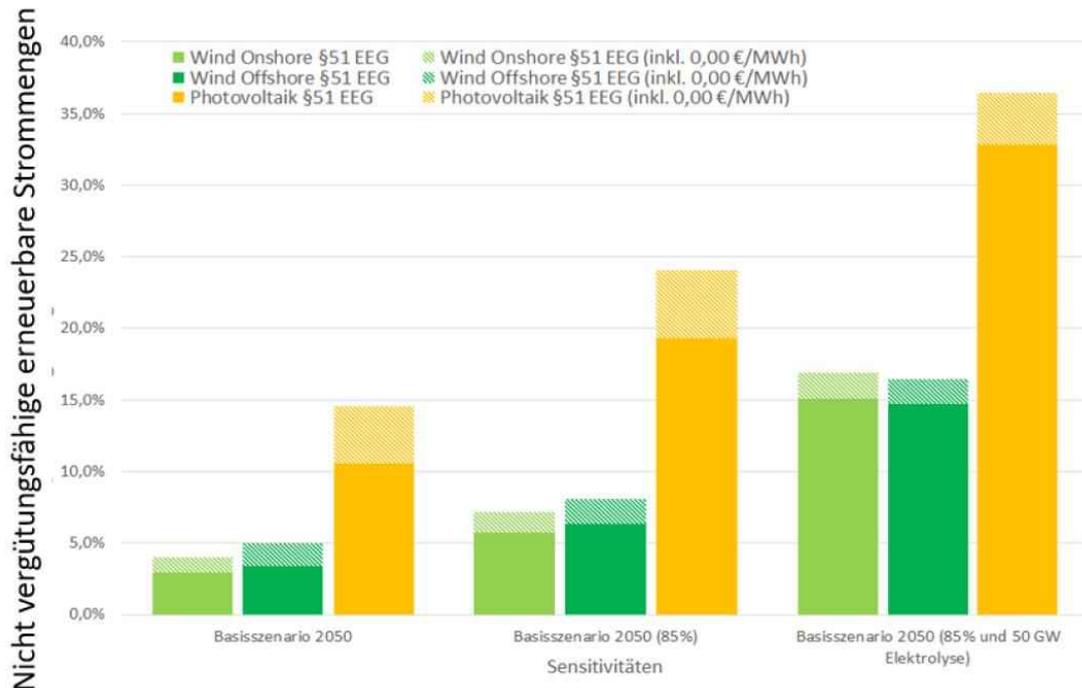


Abbildung 3: Übersicht über die Entwicklung nicht vergütungsfähiger Strommengen in Folge geringerer Flexibilität basierend auf der BEE-Strommarktdesignstudie (Basisszenario 2050)

Neben der Einführung eines Szenarios mit höherer Elektrolyseleistung (Szenario A 2045) begrüßt der BEE, dass die Standorte für Elektrolyse so gewählt werden sollen, dass sie „möglichst wenig belastend auf die Übertragungsnetze wirken“, d.h. vor allem „offsite“ an Standorten mit hohen EE-Überschüssen. Auch dies stellt eine Verbesserung gegenüber dem NEP-Entwurf dar. Hier wurde noch mit größeren Teilen an „Onsite“-Elektrolyse gerechnet.

Der BEE sieht „eine umfassend ausgebaute Wasserstoffinfrastruktur“ bis 2037, wie im NEP angenommen, zwar als sinnvoll an, doch hält der BEE dies für sehr ambitioniert.

1.3.2 Demand Side Management

Die im vorliegenden NEP-Entwurf angenommenen Potentiale von Demand Side Management-Maßnahmen (zwischen 5 und 7,2 GW in 2037 und zwischen 8,9 und 12,0 in GW in 2045) bewertet der BEE als nicht realistisch.

Für den Industriebereich, der den überwiegenden Teil des Flexibilitätspotentials durch DSM-Maßnahmen ausmacht, nimmt die BEE-Strommarktdesignstudie einen Wert von 7,9 GW an - wovon bis 2050 allerdings nur maximal 50 % aktiviert werden können.

Auch der Ariadne-Report „Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045“ nimmt für das Jahr 2050 lediglich ein DSM-Gesamtpotential von 9,1 GW an.

Im vorliegenden NEP-Entwurf „wird unterstellt, dass viele Stromverbraucher flexibel auf die Angebots- und Nachfragesituation am Strommarkt reagieren und ihren Verbrauch entsprechend

anpassen können.“ Der BEE verweist hierbei darauf, dass es sich dabei nur um Flexibilität handelt, wenn die Lastanpassung der Endkunden vor der Strompreisermittlung stattfindet. Andernfalls handelt es sich hierbei nicht um eine Flexibilität, sondern um eine Inflexibilität, da die Energieversorgungsunternehmen den veränderten Lastverlauf zu ihrer Fahrplanprognose am Vortag (Day Ahead Markt) künstlich mit Intradaymengen (Intradaymarkt) ausgleichen müssen.

Der BEE hält das unterstellte Potenzial im NEP³ für zu optimistisch, gerade auch vor dem Hintergrund der §14a ENWG-Thematik und der Begrenzung der Nutzbarkeit von Flexibilitäten aufgrund der Auslastung der Verteilnetze.

1.3.3 Fernwärme

Die Bereitstellung von Fernwärme erfolgt gemäß dem vorliegenden NEP-Entwurf zukünftig nicht mehr vordergründig über die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) von Kraftwerken. Neben der Wärmeerzeugung durch erneuerbare Energien wie Geo- oder Solarthermie und Biomasse soll 2037 etwa ein Drittel und 2045 zwischen 40 – 50 % der Fernwärme durch Großwärmepumpen und Elektroheizer erzeugt werden.

In der vom BEE in Auftrag gegebene und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführte Strommarktdesignstudie wird hingegen herausgestellt, dass Großwärmepumpen bei Implementierung der vorgeschlagenen Reduktion der Stromnebenkosten für Power-to-Heat-Anlagen bereits 2030 einen deutlich größeren Beitrag zur Deckung des Wärmedarfs liefern können (47 %) und dabei vorrangig den Einsatz von Gaskesseln und zu einem kleineren Anteil den von KWK-Anlagen substituieren. Auch Elektrodenkessel können bei Setzung der richtigen Rahmenbedingungen in 2040 (14%) und 2050 (19%) deutlich höhere Anteil an der Fernwärmeerzeugung übernehmen.

Insgesamt können Power-to-Heat-Anlagen (PtH) bei richtiger Anreizsetzung (siehe „Reform-szenario“ der vom BEE in Auftrag gegebene und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführte Strommarktdesignstudie) bereits ab 2030 eine wichtigere Rolle einnehmen als im vorliegenden NEP-Entwurf dargestellt. Hierbei sollten neben der KWK-Anlagenflexibilisierung über Elektrodenkessel u.a. auch Windwärmesysteme als besonders investitionsarme und akzeptanzfördernde Technologie zum Einsatz kommen. Die derzeitige Annahme zu geringer Mengen dieser Arten von PtH-Anlagen führt im Energiesystem zum Fehlen dringend benötigter Flexibilität und sollte deshalb korrigiert werden.

³ Laut den NEP „wird dabei davon ausgegangen, dass in den Szenarien zwischen 50 % und 100 % der Einheiten flexibel und damit marktorientiert eingesetzt werden“.



1.4 Gaskraftwerke

Der Bedarf an Erdgas- bzw. Wasserstoffkraftwerken wird nach Einschätzung der ÜNB stark zunehmen, was sich in der Annahme zeigt, dass die installierte Leistung dieser Kraftwerke von aktuell 26,3 GW auf über 38 GW in Szenario A 2037 ansteigen soll. Sämtliche anderen Szenarien gehen ebenfalls von einer deutlichen Steigerung der installierten Leistung in diesem Erzeugungssegment aus.

Begründet wird dies mit der Aussage in Kapitel „2.6. Modellierung konventioneller Kraftwerke“, dass konventionelle Kraftwerke „als regelbare Erzeugungseinheiten weiterhin fester Bestandteil eines klimaneutralen Stromsystems“ seien. **Diese Aussage irritiert vor dem Hintergrund, dass gleichzeitig ein umfassender Rückbau an steuerbaren Biomassekraftwerken angenommen wird.** Der Vorteil von Biomassekraftwerken ist zudem, dass diese sowohl eine Form der erneuerbaren Stromerzeugung darstellen, einen flexiblen Einsatz ermöglichen, welche nach Bedarf am Strommarkt eingesetzt werden kann, als auch mit heimischen Rohstoffen betrieben werden. Zudem sind bereits umfassende Erzeugungskapazitäten bei den Biomassekraftwerken in Betrieb und bedürfen keiner langwierigen Standortsuche bzw. Genehmigung, die beim Ausbau von neuen Erdgas- bzw. Wasserstoffkraftwerken notwendig sind.

Generell schätzt der BEE die Priorisierung von H₂-Gaskraftwerken und H₂-ready-Gaskraftwerken als nicht optimale Lösung ein. Angesichts eines immer noch nicht veröffentlichten Verfahrens für die bereits zum 15. Dezember diesen Jahres geplante erste Ausschreibungsrunde über 800 MW für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Grünem Wasserstoff nach §§ 39p,28g und 88f EEG 2023, bleibt abzuwarten, inwieweit der geplante Ausbau überhaupt im angestrebten Tempo voranschreiten kann.

Der BEE hat in diesem Zusammenhang in seiner von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführten Strommarktdesignstudie ermittelt, dass es bei Setzung des richtigen regulatorischen Rahmens (stärkere Überbauung der Bioenergie und Anschluss an die Gasspeicher über das Gasnetz; Ausbau aller anderen Flexibilitätsoptionen) möglich ist, im Jahr 2050 fast vollständig auf den Einsatz anderenfalls zusätzlich benötigter H₂-Gasturbinen zu verzichten. Dies soll hier nicht das Optimum darstellen, doch zeigt es die Möglichkeiten des flexiblen Einsatzes von Biomasse.

Die Annahme im NEP, dass „der Einsatz von Erdgas und Wasserstoff zur Stromerzeugung ... stets zu gleichen Grenzkosten“ erfolgt hält der BEE für nicht realistisch.

2 Marktmodell

2.1 Ländermodell und europäischer Energieaustausch

Deutschland entwickelt sich in den vorliegenden Szenarien des NEP-Entwurfs zu einem großen Netto-Stromimporteur in Europa. Dies wird insbesondere auf die vergleichsweise hohe inländische Stromnachfrage und die hohe installierte Leistung der erneuerbaren Energien im Ausland zurückgeführt. Die importierte Strommenge steigt von 2037 bis 2045 deutlich an und ist im Szenario C 2045 am größten. Insbesondere aus Frankreich, Österreich und Skandinavien werden in den Szenarien große Strommengen importiert.

Der BEE sieht diese Annahmen als nicht realistisch an. In seiner von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführten Strommarktdesignstudie verbleibt Deutschland bei Setzung der entsprechenden Rahmenbedingungen für Flexibilitäten und dem notwendigen EE-Ausbau wie auch bereits in den vergangenen Jahren in den Dekaden von 2040 und 2050 ein Stromexporteur.

Einen Teil der Erklärung könnten die sehr geringen angenommenen Volllaststunden im Windenergie Onshore Bereich sein. Würde man die realistischen Volllaststunden im Jahr 2045 im Windenergie Onshore Bereich von ca. 3.000 h/a ansetzen, so ergebe dies eine zusätzliche Einspeisung in Deutschland von über 100 TWh und könnte das im NEP ermittelte Importsaldo fast vollständig negieren.

Auffällig ist bei den Annahmen insbesondere der angenommene Nettoimport aus Österreich. Innerhalb der Vorstellung des NEP im April 2023 durch die ÜNB wurde mitgeteilt, dass dies vor allem aufgrund der Speichernutzung aus dem alpinen Raum hervorgerufen wird. Der BEE weist an dieser Stelle darauf hin, dass in einem solchen Falle die Nettobilanz „ausgeglichen“ sein sollte, da Energieüberschüsse nach Österreich gehen und dann über deren Flexibilitäten (Wasserspeicher) zu einem späteren Zeitpunkt wieder nach Deutschland fließen.

Der NEP stellt im Gegensatz zu den Langfristszenarien des BMWK auf eine deutlich geringere Interkonnektorenleistung ab. Da letztere in andere BMWK-Studien einfließt und auch die politische Entscheidungsbildung zur Energiewende beeinflusst, sieht es der BEE als zielführend an, dass es hier zu einer Abstimmung zwischen NEP und Langfristszenarien kommt. Andernfalls besteht die Gefahr von zwei unterschiedlichen Pfaden, einem politischen und einem technischen, zur Umsetzung der Energiewende.

3 Netzanalysen

3.1 Abstimmung mit den Verteilnetzbetreibern

Im vorliegenden Entwurf zum NEP 2023 wird angegeben, dass mit der zunehmenden Verbreitung kleiner, dezentraler Erzeugungsanlagen die Aufgaben und die Verantwortung der Verteilnetzbetreiber (VNB) wachsen und die Zusammenarbeit zwischen VNB und ÜNB intensiviert wurde. Wie genau und an welchen Stellen diese Zusammenarbeit im Rahmen der Ausarbeitung des NEP von statten gegangen ist, wird allerdings nur unzureichend geschildert.

Der BEE weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass es verschiedene Stellen gibt, an denen eine gemeinsame Planung von Verteilnetzbetreibern (VNB) und Übertragungsnetzbetreibern netz- und volkswirtschaftlich von Vorteil sind. Wenn bspw. in Kapitel 5.1. darauf hingewiesen wird, dass bei der Errichtung neuer AC-Stromkreise immer die technische Notwendigkeit zur Kompensation der entstehenden Blindleistung besteht, dann kann auch eine Schnittstelle ÜNB-VNB als Quelle oder Senke für Blindleistung dienen.

Eine branchenübergreifende Arbeitsgruppe unter der Leitung der Deutschen Energie-Agentur (dena) und des Büros für Energiewirtschaft und technische Planung (BET) bestätigte bereits 2017, dass im Verteilnetz erhebliche zusätzliche Flexibilitätpotenziale („dezentrale Flexibilität“) lägen und durch eine bessere Auslastung der Bestandsnetze die volkswirtschaftlichen Kosten jährlich um 200 Millionen Euro gesenkt werden könnten.⁴

Der BEE spricht sich für einen kosteneffizienten Stromnetzausbau aus und appelliert daran, die Potenziale der Verteilnetze für eine stärkere Auslastung der Stromnetze unbedingt einzubeziehen.

Die Zusammenarbeit zwischen ÜNB und VNB sollte deshalb im zukünftigen NEP noch klarer dargestellt werden.

3.2 Optimale Auslastung der Bestandsnetze

Der BEE sieht es grundsätzlich positiv, dass der Netzentwicklungsbedarf durch die Integration, der in Kapitel 6.4.2. genannten innovativen Technologien auf das geringstmögliche erforderliche Maß begrenzt werden soll.

⁴ Vgl. <https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9209>.

Die eingesetzten innovativen Technologien sollten jedoch nicht direkt von den ÜNB betrieben werden, sondern überall dort wo möglich marktlich beschafft werden, das Unbundling muss hier Anwendung finden. Dies gilt insbesondere für die genannten Netzbooster, die, falls großflächig von den ÜNB selbst betrieben, eine unzulässige Konkurrenz zu anderen, marktgestützten Flexibilitäten darstellen würden.

3.3 Integrierte Netzentwicklungsplanung

Parallel zur Netzentwicklungsplanung des Stromnetzes koordiniert die Bundesnetzagentur auch den NEP Gas. Alle zwei Jahre sind die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, der Regulierungsbehörde einen integrierten Plan zum Netzausbau für Erdgas vorzulegen. Beide Prozesse werden bisher größtenteils separat voneinander geplant und genehmigt

Der BEE begrüßt, dass im vorliegenden Entwurf zum NEP explizit die Systementwicklungsstrategie genannt wird, deren Ziel die integrierte Systementwicklung ist. Auch wird aufgeführt, dass Annahmen wie Brennstoffpreise oder Kapazitäten von Erdgaskraftwerken aus dem Netzentwicklungsplan Gas übernommen werden, um eine einheitliche, sektorübergreifende Szenariobasis zu schaffen.

Die Integration steht jedoch aus Sicht des BEE erst am Anfang und sollte jetzt konsequent vorangetrieben werden. Wichtig ist dies beispielsweise im Zuge der aktuellen politischen Diskussion um die Kosten für steigende Wasserstoffmengen und Power-to-Gas-Standorte. Hierzu ist es aus Sicht des BEE wichtig, eine integrierte Strom- und Gasnetzplanung voranzubringen und Synergieeffekte zu heben. Eine systemintegrierte Planung würde es z.B. ermöglichen, besser abzuschätzen, ob eine neue HGÜ-Stromleitung tatsächlich errichtet oder doch auf das Gasnetz zum Wasserstofftransport ausgewichen werden kann.

Die Netzberechnungen der Strom- und Gasnetze unterschieden sich zudem weiterhin in ihrem Auftrag und in ihrer Zielstellung. Während Fernleitungsnetzbetreiber sich nur am Bedarf der Netznutzer orientieren und einen Betrachtungszeitraum von fünf bis zehn Jahren berücksichtigen müssen, simulieren die ÜNB die Klimaschutzziele, also konkret die Kraftwerksemissionen, als auch Annahmen zur Stromerzeugung, zum Verbrauch, zum Anteil der Energieträger und zur Sektorenkopplung. Der Planungshorizont im Strombereich ist dabei mit 15 bis 20 Jahren im Voraus wesentlich langfristiger und strategischer ausgelegt. Die Zielstellungen und Planungshorizonte der verschiedenen Netzentwicklungspläne sollte daher möglichst zügig angeglichen werden

Ansprechpartner*innen:

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
EUREF-Campus 16
10829 Berlin



Als Dachverband vereint der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) Fachverbände und Landesorganisationen, Unternehmen und Vereine aller Sparten und Anwendungsbereiche der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Bei seiner inhaltlichen Arbeit deckt der BEE Themen rund um die Energieerzeugung, die Übertragung über Netz-Infrastrukturen, sowie den Energieverbrauch ab. Der BEE ist als zentrale Plattform aller Akteur:innen der gesamten modernen Energiewirtschaft die wesentliche Anlaufstelle für Politik, Medien und Gesellschaft.

Unser Ziel: 100 Prozent Erneuerbare Energie in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität.





Bundesverband
Erneuerbare Energie e.V.

Impressum

Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.
EUREF-Campus 16
10829 Berlin
030 2758170 0
info@bee-ev.de
www.bee-ev.de
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

Haftungshinweis

Dieses Dokument wurde auf Basis abstrakter gesetzlicher Vorgaben, mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Da Fehler jedoch nie auszuschließen sind und die Inhalte Änderungen unterliegen können, weisen wir auf Folgendes hin:

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) übernimmt keine Gewähr für Aktualität, Richtigkeit, Vollständigkeit oder Qualität der in diesem Dokument bereitgestellten Informationen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch die Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen oder durch die Nutzung fehlerhafter und unvollständiger Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, ist eine Haftung des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE) ausgeschlossen. Dieses Dokument kann unter keinem Gesichtspunkt die eigene individuelle Bewertung im Einzelfall ersetzen.

Der Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002168 eingetragen.

Den Eintrag des BEE finden Sie [hier](#).

Datum

20. November 2023



700098

Email-Einwendung

Verfahren: NEP_2023_2037
Aktenzeichen: NEP 2023-2037/2045 4.14.01.02/001#4
Aktennummer: 700098
Eingangsdatum: 19.11.2023
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Bürgerinitiative Leinburg, Für eine dezentrale Energiewende ohne überdimensionie
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 2

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

auch der jetzt vorgelegte zweite Entwurf des aktuellen Netzentwicklungsplans ist abzulehnen. Beigefügt erhalten Sie dazu unsere Stellungnahme zum Konsultationsverfahren, die gerne veröffentlicht werden darf.

Mit freundlichen Grüßen

[REDACTED]
Aktionsbündnis Trassengegner

Für eine dezentrale Energiewende ohne überdimensionierten Netzausbau!

[REDACTED]

[cid:655a0374a4a6a.1700397940@stromautobahn.de]

Hintergrund - WER WIR SIND:

Das Aktionsbündnis gegen die Süd-Ost-Trasse besteht seit Anfang 2014 und wurde ursprünglich gegen den Bau der sogenannten Süd-Ost-Passage der Firma Amprion gegründet, die aufgrund des starken Widerstands verhindert wurde, ebenso die Wechselstromtrasse P44/P44mod. Der Bau des Südostlink und des Südlink wurden um Jahre verzögert. Beide Gleichstromtrassen sind noch nicht gebaut.

Wir sind gemeinsam mit dem Bundesverband gegen SuedLink (BBgS), dem Aktionsbündnis Ultranet, dem Aktionsbündnis gegen die Juraleitung und weiteren Initiativen unter dem Namen "Aktionsbündnis Trassengegner" aktiv. Unser Aktionskonsens ist: Für eine dezentrale Energiewende ohne überdimensionierten Netzausbau!

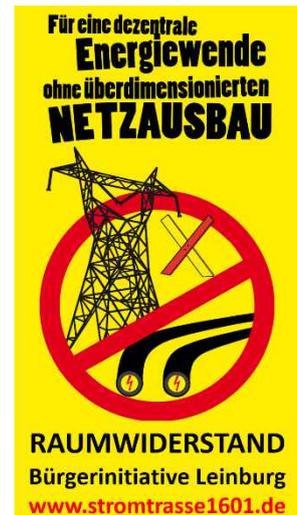
Deshalb schließt der Kampf alle Übertragungsnetzausbau-Projekte mit ein, die den Erhalt fossiler und atomarer Energieerzeugung im Stromnetz fördern und im Widerspruch zum UN-Klimaabkommen von Paris stehen. Das Sankt-Florians-Prinzip lehnen wir ab. Eine sinnlose Trasse kann man zwar verschieben, man kann sie auch vergraben, aber sie bleibt trotzdem sinnlos!

"Eine Planung gegen die Totalablehnung in manchen Regionen war schlicht nicht erfolgsversprechend."

Jochen

Homann<https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Reden/2017/11072017_sprechzettel.pdf?__blob=publicationFile&v=2>, ehem. Präsident der Bundesnetzagentur

Bundesnetzagentur
Postfach 80 01
53105 Bonn



Leinburg, 18.11.2023

per E-Mail an nep-2023@bnetza.de

Konsultation Netzentwicklungsplan Strom 2037 / 2045 (2023), 2. Entwurf

Sehr geehrte Damen und Herren,

„Der Netzentwicklungsplan Strom (NEP) ist ein wesentlicher Baustein der deutschen Energiewende.“ Bereits dieser erste Satz der Vorbemerkung der vorläufigen Prüfergebnisse zeigt die Schiefelage der Bundesnetzagentur bei der Beurteilung dieses Papiers der Übertragungsnetzbetreiber. Dieser Plan ist im Gegenteil dazu geeignet, die Energiewende weiterhin auszubremsen, um den mit ihnen weiterhin eng verbundenen, alten Energiekonzernen den Aufbau eines neuen, aber wie bisher zentral ausgerichteten Energieverteilungs- und -handelssystems zu ermöglichen. Große Windparks in Nord- und Ostsee sind dann die neuen zentralen Kraftwerke. Wie sonst ist die Ausweitung der geplanten Kapazitäten von 15 auf 70 Gigawatt zu verstehen? Diese großflächigen Offshorewindparks sowie Kern- und Kohleenergie von den Nachbarländern sollen über ein riesiges europäisches Overlay-Grid die Versorgung in Deutschland sicherstellen.

Das kann nicht funktionieren, denn es fehlen allein für den Übertragungsnetzausbau sowohl die materiellen, die menschlichen, als auch die finanziellen Ressourcen. Dieser Netzentwicklungsplan liegt bei nahezu allen Annahmen völlig daneben, allein der Sprung von 2035 auf 2037 ist einfach unglaublich. Dagegen steht eine Energiewende, die sich dezentral organisiert, und diese lässt sich nicht mehr zurückdrängen, vorausgesetzt, der Fokus wird auf den Ausbau des Verteilnetzes und von Energiespeichern gelegt.

Dieser Netzentwicklungsplan ist in zahlreichen Passagen untragbar und wird deshalb von uns komplett abgelehnt.

Schon der für 2045 errechnete Strombedarf ist wesentlich überhöht

Bereits mit unseren Stellungnahmen zu den Szenariorahmen haben wir die unverständliche Verfahrensweise kritisiert. Wie kann es sein, dass ein Unternehmen, welches in einem oligopolistischen Umfeld wettbewerbsfrei agiert, von der Bedarfsermittlung über die Planung und den Bau der Projekte bis hin zum Betrieb des Netzes, alles in einer Hand halten darf und letztlich nur von einer gleichgesinnten BNetzA angeblich kontrolliert wird? Interessant ist in diesem Zusammenhang auch die Information, dass die Prüfung überwiegend mit der gleichen Software erfolgt, mit der die Übertragungsnetzbetreiber den Leitungsbedarf ermitteln. Wer dabei an Böses denkt?

Deutschland verfügt über das weltbeste Übertragungsnetz, das mit geringfügigen Optimierungen (Digitalisierung) für den überregionalen Austausch nach einer hundertprozentigen Umstellung auf Erneuerbare völlig ausreichen würde. Schließlich sind die bisherigen Einspeiser in das Übertragungsnetz bereits gestoppt (Kernkraftwerke) oder fallen nach und nach aus (fossile Kraftwerke). Der vorgeschobene, angeblich verpflichtende Austausch mit den Nachbarländern hat bereits heute eine zufriedenstellende Dimension. Es ist ein Trugschluss zu denken, dass uns das Ausland bei klimatisch schlechten Bedingungen mit Stromlieferungen zu Hilfe kommt. Das gilt auch für Kernenergie aus Frankreich oder Tschechien. Deshalb sind auch die angenommenen Austauschkapazitäten z. B. für Frankreich nicht zu verstehen. Frankreich braucht seine Kernenergie selbst.

Der Strombedarf im Jahr 2045 ist viel zu hoch angesetzt, da die Industrie Effizienzmaßnahmen einleiten wird und muss. Auch die Annahmen und Berechnungen in den Bereichen Mobilität und Wärme sind eigentlich gut kalkulierbar und deshalb in der im NEP geplanten Größenordnung nicht nachvollziehbar. Das gilt auch für die jetzt fehlende Einspeisekappung, was zwangsläufig zu mehr Netzausbau führt. Allerdings resultiert aus diesen Ansätzen, in Verbindung mit der längst überholten Idee einer europäischen Kupferplatte, ein Ü-Netzausbaukonzept, das in dieser Größenordnung gar nicht realisiert werden kann. Neun neue Gleichstromverbindungen sollen zu einem neuen DC-Overlay-Grid ausgebaut werden. Das sind überwiegend Leitungen, die wegen der Konverterverluste viel zu kurz sind. Die grafische Darstellung mit einem Hub täuscht nur darüber hinweg. Für diesen Bedarf gibt es keinerlei ausreichende Erklärung, der Bau würde aber nicht verfügbare Ressourcen in kaum noch vorstellbaren Summen verschlingen. Diese Ressourcen werden dringend im Verteilnetzbereich und bei der Bereitstellung systemdienlicher Speicher benötigt. Das ist dann aber nur zu einem kleinen Teil eine Angelegenheit der Übertragungsnetzbetreiber.

Die in der Öffentlichkeit häufig nach wie vor dargestellte Notwendigkeit des Windstromtransports vom Norden in den Süden ist auch immer noch nicht richtig, weil das erzeugte Volumen nicht einmal für den Bedarf im nördlichen Teil Deutschlands ausreicht. Da ist ein weiterer Täuschungsversuch interessant, wenn Nordrhein-Westfalen plötzlich zu Süddeutschland gerechnet wird. Würde der Strom aus erneuerbaren Energien dort verbraucht oder gespeichert, wo er erzeugt wird, gäbe es keine Netzengpässe. Deshalb fehlt auch ein Szenarien-Vergleich Transport Strom zu

Transport Wasserstoff. Eine dezentrale Stromerzeugung macht lange HGÜ-Stromtrassen, die vorzugsweise dem europäischen Stromhandel dienen, überflüssig.

Gerne erinnern wir auch an Aussagen aus dem Jahr 2014, wonach Ultranet, Südlink und Südostlink bis 2022 fertiggestellt sein müssen, weil dann die letzten Kernkraftwerke abgeschaltet werden. Die AKWs sind vom Netz, der unbekannte Fertigstellungstermin liegt in weiter Ferne. Das ist sicher nicht dem Trassenwiderstand zuzuschreiben, sondern gehört mit zur Strategie, die Offshore-Kapazitäten auszubauen.

Wer soll diesen Netzausbau bezahlen?

Seite 255 des NEP weist für das Jahr 2045 Investitionen in Höhe von 251,3 Mrd. Euro für die Projekte des Zubaunetzes aus. Ein interessanter Betrag, wenn man bedenkt, dass noch im Jahr 2014 ein Volumen von 16 Mrd. Euro berechnet wurde. Aber auch die 251,3 Mrd. Euro sind nur eine Teilinformation. Warum werden bei diesen Angaben stets nur die Investitionskosten, aber niemals die anfallenden Finanzierungskosten der Projekte angegeben? Auf der nächsten Seite ist eine simple, leicht nachvollziehbare kaufmännische Überschlagsrechnung eingefügt, die so auch von Tennet schriftlich bestätigt wurde.

Schon bei dieser Rechnung liegt der jährliche Aufwand bei 15 Mrd. Euro. Dagegen sind die ca. 1 Mrd. Redispatch-Kosten pro Jahr geradezu ein Schnäppchen. Man kann durchaus davon ausgehen, bei einer realistischen Summierung der Projektkosten wird problemlos die halbe Billion Euro überschritten. Legt man weiterhin die Erfahrungen mit Großprojekten in der letzten Zeit zugrunde, dürften sich die Beträge bis zum Abschluss der Baumaßnahmen noch zu einer Billion Euro verdoppeln. Das sagte schon der damalige Umweltminister Peter Altmaier am 2. Februar 2013 sinngemäß: „Die Energiewende kann eine Billion Euro kosten“. Den Übertragungsnetzausbau hat er sicher nicht gemeint. Wer soll das noch bezahlen? Vermutlich wird der eigentliche Stromanteil bei der Berechnung einer Kilowattstunde für den Endverbraucher neben einem horrenden Netzentgelt nur noch eine kleine Zugabe darstellen. Wachsende Energiearmut und soziale Unruhen werden die Folge sein.

Sind die Übertragungsnetzbetreiber und ihre Kapitalgeber überhaupt in der Lage, die Auswirkungen dieser Vorgehensweise abzuschätzen? Noch immer fehlen die von der EU vorgeschriebenen Kosten-Nutzen-Rechnungen für die einzelnen Projekte. Damit wird bewusst gegen geltendes EU-Recht verstoßen. Und es muss auch klar sein, Geld in dieser Größenordnung kann nur einmal ausgegeben werden. Deutschland wird mit einer Masse nutzloser Bauruinen in Form von Übertragungsnetzen zur Lachnummer aufgrund einer gescheiterten Energiewende, weil das Geld für den Ausbau der Verteilnetze und die Bereitstellung von Speichern fehlt.

Kostenberechnung Übertragungsnetzausbau in €		ol/November 2023
Investitionskosten bis 2045 laut NEP_2037_2045_V2023_2. Entwurf *		
Summe Startnetz Seite 153		49.900.000.000
Zubaunetz Onshore		106.200.000.000
Zubaunetz Offshore		145.100.000.000
Zwischensumme Zubaunetz Seite 255		251.300.000.000
Investitionssumme gesamt		301.200.000.000
Berechnung Finanzierungskosten		
40 % Eigenkapital Startnetz**		19.960.000.000
Rechenwert (Halbwert)		9.980.000.000
Eigenkapital-Rendite Startnetz pro Jahr.***		505.986.000
40 Jahre Aufwand Eigenkapital-Rendite Startnetz		20.239.440.000
40 % Eigenkapital Zubaunetz**		100.520.000.000
Rechenwert (Halbwert)		50.260.000.000
Eigenkapital-Rendite Zubaunetz pro Jahr.***		3.563.434.000
40 Jahre Aufwand Eigenkapital-Rendite Zubaunetz		142.537.360.000
davon 60 % Fremdkapital		180.720.000.000
Rechenwert (Halbwert)		90.360.000.000
Fremdkapital-Zins pro Jahr ****		3.614.400.000
40 Jahre Aufwand Fremdkapital-Zins		144.576.000.000
Finanzierungskosten gesamt		307.352.800.000
Investitions- + Finanzierungskosten gesamt		608.552.800.000
jährlicher Aufwand für 40 Jahre		15.213.820.000
Berechnungsgrundlagen		
Trassen im Ü-Netz werden mit einer Nutzungsdauer von 40 Jahren kalkuliert.		
*	<u>NEP_2037_2045_V2023_2. Entwurf_Szenarien A/B/C 2045</u>	
**	max. zulässiges Eigenkapital in % (BNetzA)	40,00
***	garantiere Eigenk.-Rendite ab 2024 (BNetzA) Startnetz in %	5,07
***	garantiere Eigenk.-Rendite ab 2024 (BNetzA) Zubaunetz in %	7,09
****	Fremdkapital Zins (Annahme Ø über Laufzeit 40 Jahre) in %	4,00
Link BNetzA Eigenkapitalverzinsung: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/20230607_Eckpunkte_EKZ.html		
Kommentar:		
Es ist nicht prüfbar, ob der gut 10jährige Planungsaufwand und die Rückbaukosten nach 40 Jahren noch zu dieser Berechnung dazu kommen. Garantiert dazu kommen die jährlichen Wartungskosten, die oben (im NEP) nicht enthalten sind.		
Für dieses Geld lassen sich viele EE-Anlagen und Speicher realisieren und auch das Verteilnetz lässt sich optimal ausbauen.. Damit kann dann auch Geld verdient werden, ohne die Verbraucher mit Netzentgelten zu überfordern.		
Bei Verzicht auf den Ausbau steht den errechneten Kosten von ca. 15 Mrd. € pro Jahr ein jährlicher Aufwand von ca. 1,5 Mrd. € mit sinkender Tendenz für Redispatch und Einspeisemanagement gegenüber. Eine solche Gegenrechnung für den Verzicht auf den Netzausbau fehlt im NEP für jedes einzelne Leitungsprojekt.		

Diese Übertragungsnetzplanung birgt enorme gesundheitliche Risiken für die Trassenanrainer und verursacht gewaltige Umweltschäden

Gesundheitliche Auswirkungen für die an der Trasse wohnenden Menschen, die massiven Eingriffe in die Natur und das Wohnumfeld der Betroffenen, sowie die Auswirkungen auf das Landschaftsbild und die Naturhaushalte, finden so gut wie keine Berücksichtigung im Netzentwicklungsplan. Das „Schutzgut Mensch“ existiert hier scheinbar überhaupt nicht. Es gibt doch zahlreiche Untersuchungen und daraus gewonnene Ergebnisse, die belegen, dass es im Umfeld von Höchstspannungstrassen zwischen 30 und 70 Prozent höhere Risiken gibt, an Krebs, Leukämie, Demenz etc. zu erkranken. Nicht zuletzt wurden entsprechende Fälle in der Nähe von AKWs bekannt, wo immer starke 380 KV-Trassen abgehen.

Bei Veranstaltungen seitens Übertragungsnetzbetreiber, Bürgerdialog Stromnetz und auch der BNetzA wird stets darauf verwiesen, dass die festgelegten Abstandregeln eingehalten werden und daher durch elektrische oder magnetische Felder keinerlei Gefahr ausgehen kann. Das sind völlig abwegige und aus unserer Sicht auch böswillige Aussagen. Es ist längst bekannt, dass es unmittelbar an den Leiterseilen bei sehr hohen Spannungen zu Koronaentladungen kommt. Diese führen insbesondere zur Emission von Ultraviolettstrahlung und ionisieren die in der Luft befindlichen Staubteilchen, welche vom Wind auch über die bekannten Grenzwertabstände hinaus verfrachtet werden. Diese einzusatmen ist nicht gesund und bei Kindern mit noch fehlenden Abwehrmechanismen höchst gefährlich, wie die festgestellten Zahlen der erhöhten Kindersterblichkeit in diesem Zusammenhang gezeigt haben.

Bereits im Jahr 2013 [fordert daher die Strahlenschutzkommission](#) „die Durchführung weiterer Forschungsprojekte zur Wahrnehmung vor allem in Form von Humanstudien.“ Auch das Bundesamt für Strahlenschutz hat 2016 im Rahmen einer Anhörung vor dem Energieausschuss des Deutschen Bundestags diese Risiken eingeräumt. Im Jahr 2017 wurden vom Bundesamt 38 Untersuchungsprojekte gestartet. Ergebnisse liegen noch nicht vor, und es wird auch keine geben. Es steht längst fest, dass ein wissenschaftlicher Nachweis (Wiederholbarkeit) nicht möglich ist. Zur Vermeidung dieser gesundheitlichen Risiken gibt es nur die Möglichkeit, auf Höchstspannungstrassen, soweit es irgendwie geht, zu verzichten. Das bedeutet insbesondere den Verzicht auf Hochrüstungen von Bestandstrassen von 220 auf 380 kV.

Auch Erdverkabelung nimmt enorme Schäden für Umwelt und Wirtschaft in Kauf. Die vorgesehene Erdverkabelung für HGÜ-Leitungen führt in dieser Größenordnung (über hunderte von Kilometern) zu massiven Umweltschäden mit bleibenden Schneisen in Natur- und Kulturlandschaft. Die von Amprion in Auftrag gegebene Studie beim Institut für Bodenkunde und Waldernährungslehre (Uni Freiburg) zum Thema „Betrieb von Hochspannungserdkabelanlagen“ weist eine Erhöhung der Oberflächentemperatur von bis zu fünf Grad nach. Auch die gerade neu laufenden Untersuchungen der Uni Stuttgart, die im Auftrag von TransnetBW durchgeführt werden, führen sicher zu keinen anderen Ergebnissen. Allein die Tatsache, dass ein betroffener ÜNB diese Studie bezahlt, hat schon ein „Geschmäckle“. Mit gravierenden Ernteaussfällen, aber auch mit immensen Wertverlusten bei den Bodenflächen, muss gerechnet werden.

Direkt am eingegrabenen Kabel entstehen Temperaturen bis 70 Grad Celsius, wobei das gesamte Bodenleben über hunderte von Kilometern getötet wird. Die Erdverkabelung ist eine plumpe Beruhigungsspielle für die betroffene Bevölkerung.

Es gibt weitere Themen im Rahmen der Energiewende, die nicht rund laufen.

Andere Themen müssen auch hier angesprochen werden, die nicht unmittelbar mit dem Übertragungsnetz zusammenhängen, bei denen jedoch der massive Einfluss der alten Energiekonzerne und deren Lobbyisten auf gesetzgebende Entscheidungen zu spüren ist.

Das heutige Energiemarktdesign stammt aus der Zeit, als große Kraftwerke an zentralen Stellen im Wettbewerb unter einander standen (Energy Only Market, Merit Order). Stromhandel und energieintensive Industrie können sich beim billigsten Anbieter versorgen, ohne sich wesentlich an den Transportkosten zu beteiligen. Deshalb werden die Netzkosten im Marktmodell auch nicht berücksichtigt. Das kann bei vielen dezentralen Erzeugungsstellen nicht mehr funktionieren. Der bürokratische Aufwand wäre immens, zumal es sich überwiegend auf der Verteilnetzebene abspielen wird. Ein sinnvolles Konzept für diesen neuen Energiemarkt steht noch aus, obwohl offenbar in der EU bereits daran gearbeitet wird. Es bleibt zu hoffen, dass sich etwas bewegt und etwas Sinnvolles herauskommt. Grundsätzlich soll dann der Stromhandel auch für die anteiligen Netzkosten aufkommen. Der NEP müsste dann auch neu ausgerichtet werden.

Weitere Themen wären die Digitalisierung oder auch weitere gesetzliche Rahmenbedingungen, die dringend vorgebracht werden müssen. In Bezug auf diesen Netzentwicklungsplan wäre es allerdings erst einmal wichtig, dass sich die Übertragungsnetzbetreiber ein paar Stufen zurücknehmen und sich von einer zentral organisierten Energieerzeugung und -versorgung in Zukunft endgültig verabschieden. Dazu gehört z. B. das Einbremsen des Offshore-Windstrom-Ausbaus. Dass die alten Energiekonzerne gerne Windparks auf See bauen wollen, ist verständlich und kann zum Teil auch akzeptiert werden. Großprojekte sind ihre Welt. Allerdings sind die Gestehungskosten pro Kilowattstunde die höchsten bei der Erzeugung von Erneuerbaren. Dieser Strom soll dann über nochmal extrem teuren HGÜ-Trassen abtransportiert werden. Weil die Netze fehlten, war der Ausbau bisher auf 15 GW gedeckelt.

Mit den pseudodemokratisch verabschiedeten neuen Gesetzen wie NABeG und auch PlanSiG, etc., stehen jetzt die Türen für eine Ausweitung der Kapazitäten auf 70 GW weit offen. Die sehr hohen Kosten einer Offshore-Anbindung müssen zur Vermeidung von Wettbewerbsnachteilen anderer Erzeugungsarten unbedingt auch der Offshore-Energie zugeordnet werden. Wir verlangen zudem, einen großen Teil der dafür vorgesehenen Investitionen in den Onshore-Ausbau, in das Verteilnetz und den Vorortsausbau von Speichern umzuleiten.

Unsere Stellungnahme zeigt deutlich, dass der vorgelegte 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2037/2045 (2023) verworfen werden muss. Ein echter Klimaschutz ist nur durch eine zügig durchgeführte Energiewende erreichbar. Und diese Energiewende benötigt Verteilnetze, Speicher und bei Dunkelflauten

Gaskraftwerke für grünen Wasserstoff. Sie benötigt keine weiteren Höchstspannungstrassen, weder mit Pilotprojekten im DC-Bereich, noch als Hochrüstung gemäß dem lächerlichen und schädlichen „Stand der Technik“ mit 380 KV im AC-Bereich. Konkret heißt das, auf Ultranet, Südlink, Südostrasse, aber auch auf die Hochrüstungen, wie z. B. die Projekte 53 oder 482 muss verzichtet werden. Hier gibt es Nachweise, dass ein Bedarf grundsätzlich fehlt (siehe Untersuchungen vom DIW oder von Professor Lorenz Jarass).

Seit Anfang 2014 verfolgen wir die Entwicklungen bei der Planung des Übertragungsnetzes und haben an allen zugehörigen Konsultationen teilgenommen. Wir sehen schon lange, dass Frau Professorin Claudia Kemfert Recht hat, wenn sie in ihrem aktuellen Buch „Schockwellen“ schreibt: „Die Methoden der Desinformation kamen aus der Wirtschaft und waren Angriffe auf die Grundpfeiler der Demokratie.“ Die jeweils Verantwortlichen in der Politik aber auch bei der Bundesnetzagentur sollten sich nicht zum Büttel der fossilen Konzernlobby machen lassen.

Diese Stellungnahme ist zur Veröffentlichung im Rahmen der Konsultation NEP Strom 2037/2045 (2023) 2. Entwurf freigegeben.

Mit freundlichen Grüßen

Olaf Lüttich

Bürgerinitiative Leinburg

Für eine dezentrale Energiewende ohne überdimensionierten Netzausbau!

An der Roßeiche 4, 91227 Leinburg

E-Mail: bi-leinburg@stromautobahn.de

Internet: www.stromtrasse1601.de

Facebook: [Aktionsbündnis Trassengegner](#)

Hintergrund - WER WIR SIND:

Das Aktionsbündnis gegen die Süd-Ost-Trasse besteht seit Anfang 2014 und wurde ursprünglich gegen den Bau des Südostlink gegründet, der aufgrund des starken Widerstands bereits um Jahre verzögert wurde. Die geplante Wechselstromtrasse P44/P44mod wurde verhindert. Inzwischen sind wir auch gemeinsam mit dem Bundesverband gegen SuedLink (BBgS), dem Aktionsbündnis Ultranet, dem Aktionsbündnis gegen die Juraleitung und weiteren Initiativen unter dem Namen "Aktionsbündnis Trassengegner" aktiv. Unser Aktionskonsens ist: Für eine dezentrale Energiewende ohne überdimensionierten Netzausbau!

Deshalb schließt der Kampf gegen den Südostlink auch den Widerstand gegen andere HGÜ-Leitungen und gegen unnötige Wechselstrom-Trassen mit ein, die den Erhalt der fossilen Energie im Stromnetz fördern und im Widerspruch zum UN-Klimaabkommen von Paris stehen. Das Sankt-Florians-Prinzip lehnen wir ab. Eine sinnlose Trasse kann man zwar verschieben, man kann sie auch vergraben, aber sie bleibt trotzdem sinnlos!

"Eine Planung gegen die Totalablehnung in manchen Regionen war schlicht nicht erfolgsversprechend."

[Jochen Homann](#), ehem. Präsident der Bundesnetzagentur

	Einwender	
	Bürgerinitiative Leinburg	