

Netzentwicklungsplan: Energiehandel fordert mehr Transparenz & Marktorientierung beim NEP 2037

Stellungnahme zur BNetzA-Konsultation vom 12. Juni 2026 zum zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber zum Ausbau des Stromnetzes bis zu den Jahren 2037 und 2045 (NEP 2037)

Berlin, 24. August 2026 – Der Netzentwicklungsplan (NEP) ist ein zentrales Steuerungsinstrument für den zielgerichteten Ausbau des Übertragungsnetzes. Sein Ziel sollte es sein, Engpässe zu vermeiden oder zu überwinden und gleichzeitig die Funktionsfähigkeit des Strommarktes zu gewährleisten. Energy Traders Deutschland kritisiert den vorgelegten Entwurf jedoch aufgrund der mangelnden Transparenz bei der Umwandlung von Einspeise- und Verbrauchsdaten in konkrete Kapazitätsberechnungen. Der NEP muss als verlässliche Grundlage für Investitionsentscheidungen verwendet werden können. Doch derzeit bleiben zentrale Annahmen, Eingriffsmöglichkeiten der Netzbetreiber und Marktmechanismen unklar oder widersprüchlich. Aus Sicht der Energiehändler fehlt eine nachvollziehbare Darstellung, wie der Netzentwicklungsplan Engpässe präventiv vermeiden bzw. überwinden und gleichzeitig marktbasierende Flexibilität fördern soll. Besonders problematisch sind fehlende Anreize für Speicherlösungen und die unzureichende Begrenzung von Eingriffen der Netzbetreiber in Drittanlagen, die zu Marktverzerrungen führen könnten. Statt kurzfristiger Lösungen braucht es klare, transparente Regeln und eine höhere Verbindlichkeit des Netzausbaus, um energiewirtschaftlich sinnvolle Investitionen zu sichern. Der Verband der Energiehändler fordert daher eine Präzisierung der Planungsgrundlagen und eine Begrenzung diskretionärer Eingriffe, um das marktbasierende System zukunftsfähig zu halten. Nur auf einer realistischen und transparenten Grundlage kann eine volkswirtschaftlich tragfähige Netzplanung gelingen.

Der Netzentwicklungsplan ist ein zentrales Instrument, um den notwendigen Ausbau des Übertragungsnetzes vorausschauend zu planen und eine belastbare Grundlage für Investitions- und Genehmigungsentscheidungen zu schaffen. Aus Sicht von Energy Traders Deutschland ist dabei entscheidend, dass der NEP konsequent am Ziel eines engpassarmen Stromnetzes orientiert wird und die Funktionsfähigkeit des Strom(handels)marktes ermöglicht.

Der freie Strommarkt ist effizienter als andere theoretische Optionen in der Lage, die steigende Zahl von Einspeisern und neuen Verbrauchern in ein gemeinsames System zu integrieren. Dafür braucht es sinnvolle Regeln in Verbindung mit einem verlässlichen Netzausbau – und in einer energiewirtschaftlichen Transformation diskriminierungsfreie Allokationssignale für Erzeugungsanlagen und Netznutzer. Eingriffsmöglichkeiten der Netzbetreiber in Anlagen Dritter sollten dabei klar begrenzt, nachvollziehbar begründet und transparent ausgestaltet sein.

Auch nach der Diskussion des Szenariorahmens werden die Berechnungen, wie die ÜNBs für den NEP genau von den einspeise- und verbrauchsseitigen TWh zu einer Kapazitätsberechnung für Leitungen im ganzen Land kommen, nicht transparent. Letztlich bleibt es eine Blackbox, in die wir nur teilweise Einblick erhalten.

Unsere Anmerkungen im Einzelnen:

Netzentwicklungsplan – keine Grundlage zur Rechtfertigung von Markteinschränkungen

Die Energiehändler befürchten, dass der zweite Entwurf für den Netzentwicklungsplan 2037 zu einem Dokument weiterentwickelt wird, das Eingriffe durch ÜNBs rechtfertigt, ohne dafür gedacht, nachvollziehbar oder gar legitimiert zu sein. Dies ist insbesondere im Szenario C bei Großbatteriespeichern und Elektrolyseuren, aber auch beim Engpassmanagement, bei lastnahen Reserven, bei Blindleistungskompensationsanlagen, Netzboostern usw. zu beobachten. Diese Annahmen können erhebliche Auswirkungen auf Marktteilnehmer und Investitionsentscheidungen haben. Der NEP scheint sich mehr an den Eingriffen der Netzbetreiber zu orientieren als am Leitbild eines unbeschränkten Netzes. Die Einbeziehung der Batteriespeicher in das Engpassmanagement in allen Szenarien ist beispielsweise angesichts der erwarteten Dimension der installierten Leistung eine besonders relevante Annahme.

Einfluss des angenommenen Zuschnitts des innerdeutschen Transportbedarfs unklar

Die Darstellung einer möglichen Aufteilung der Gebotszonen in Abbildung 28 sollte stärker eingeordnet werden. Insbesondere muss erläutert werden, wie sie mit den identifizierten Engpässen in Verbindung steht und welche Aussagekraft sie für die weitere Netzplanung hat.

Frühzeitige Engpassidentifikation durch NEP als Grundlage für gezielten Netzausbau

Der NEP sollte stärker zur laufenden Diskussion über die begrenzte Ressource Netz beitragen. Dazu gehört eine nachvollziehbare Einordnung, wie die Annahmen des NEP zu aktuellen Reformprozessen passen. Hierzu gehören die Diskussion über die Allokation von Anlagen und ihre Systemanforderungen im StromVKG, das Netzanschlusspaket bzw. Netzan-schlüsse und die betrieblichen Anforderungen an Batteriespeichersysteme, die Synchroni-sierung von Erneuerbaren und Redispatchvorbehalt, der AgNes-Prozess der BNetzA, die Konsultation über Redispatch 2.0 sowie das ÜNB-Umsetzungskonzept für § 13k EnWG. Hinzu kommen die Diskussionen über die Sicherung der Systemstabilität und der Branchendialog „Systembetrieb 2030“. Es wäre hilfreich, eine Grundlage zu haben, die aufzeigt, wie durch eine frühzeitige Identifikation von Stromnetzengpässen u.a. durch Netzausbau gezielt entgegengewirkt werden soll und kann. Marktteilnehmer benötigen hierfür belastbare Infor-mationen darüber, ob Anlagen vor oder hinter einem Engpass errichtet bzw. betrieben wer-den und zu welchen Zeitpunkten welcher Netzzustand zu erwarten ist.

Widersprüchliche Aussagen zu vorliegenden Daten, Annahmen zu EE-Flexibilität unklar

Der NEP-Entwurf scheint Dinge vorauszusetzen, die andere im Bereich der ÜNB selbst als nicht lieferbar betrachten. Diese Verwirrung sollte dringend enden. Zugegebenermaßen ist es für Netznutzer schwer, die Logik im Zusammenhang mit anderen Aussagen der ÜNBs konkret zu verstehen. Einerseits werden Berechnungen erstellt und Engpässe zumindest in Form von 150-prozentiger Überlastung ausgewiesen, die eindeutig vom unverändert nicht systemorientierten Zubau erneuerbarer Erzeugungsanlagen getrieben sind. Die Flexibilisie-rung der erneuerbaren Anlagen scheint beispielsweise nicht unterstellt zu sein (Fortbetrieb bei negativen Preisen?). Andererseits erfolgt eine nicht nachvollziehbare optimistische Allo-kation von Anlagen und eine Zunahme von Flexibilitätsinstrumenten in Form von Laststeue-rung durch den Netzbetreiber. Dafür gibt es angeblich keine Daten, aber im NEP-Entwurf wird deutlich, dass es eine erhebliche Bedeutung für die Berechnung haben muss. Gleich-zeitig betonen die Netzbetreiber in der AgNes-Konsultation zu den dynamischen Netzent-gelten, dass ihnen keine ausreichenden Daten zu den Engpässen vorliegen.

Fehlanreize werden vernachlässigt, Rolle des Energiehandels verkürzt dargestellt

Wir befürchten, dass die Überzeugung, die Fehlsteuerung beim Ausbau der erneuerbaren Energien und deren Synchronisation sei nicht das Problem, sondern der deutschlandweite Stromhandel, wie aktuell im Branchendialog Systembetrieb 2030 des BMW diskutiert wird, auch beim NEP eine Rolle gespielt hat. Auch im NEP-Entwurf wird der Stromhandel auf den

kurzfristigen Einsatz reduziert. Dabei kann gerade der langfristige Handel wichtige Investitions- und Allokationssignale senden. Diese Wirkung sollte im NEP transparenter berücksichtigt werden. Andernfalls entsteht der Eindruck, dass der Stromhandel vor allem als Belastung für das Netz eingeordnet wird, während Fehlanreize beim Zubau und bei der Synchronisierung von Erzeugung, Verbrauch und Netz weniger deutlich adressiert werden.

Anmerkungen und Fragen zu konkreten Details:

- Besonders deutlich wird der **starke Einfluss einzelner Annahmen** auf die Ergebnisse in Szenario B: Der regionale Stromverbrauch wird signifikant in der Region um Hamburg und an der Küste in Niedersachsen verortet. Dies ist vermutlich auf Power-to-Heat zurückzuführen, das infolge der angenommenen Umsetzung des § 13k EnWG zum Tragen kommt. Dadurch entsteht konkret weiteres Potenzial für eine Übertreibung bei der Reduktion des Netzausbaus, was analysiert werden sollte. Dies sollte analysiert werden. Eventuell lässt sich dies aus der Begleitstudie „Regionale Gebäudewärme“ ablesen.
- Kritisch sehen wir außerdem, dass in allen Szenarien **Großbatteriespeicher für den Einsatz im Engpassmanagement** (S. 50) unterstellt werden. Zudem sind sie mit zwei Stunden Speicherkapazität im Durchschnitt für das Jahr 2037 ggf. als hoch unterstellt – wie überhaupt die unterstellte Speicherkapazität angesichts der regulatorischen Unsicherheiten hoch sein kann. Dies hat erheblichen Einfluss auf das Engpassmanagement.
- Das **Engpassmanagement** ist ein zentrales Thema: Angeblich können 2,7% der **erneuerbaren Energien** nicht in dem Markt integriert werden (S. 89/90). Allerdings bleibt unklar, was die ÜNB unter „marktlich“ verstehen, wenn sie dazu **Batterien und Flexibilitätsoptionen** technisch heranziehen. Es bedeutet, dass 2,7% der Mengen abgeregelt werden. Was bedeutet das aber kapazitativ?
- **Lastnahe Reserven** (3.3.4.) werden sehr pauschal erwähnt. Angeblich besteht nur in einem Szenario ein Bedarf von 28,3 GWh, wobei die Kraftwerksstrategie berücksichtigt wurde. Es wird nicht erläutert, warum in den anderen Szenarien vollständig andere Anforderungen entstehen. Es kann ein Ausdruck des Modells sein, dass der Zugriff auf die in anderen Szenarien größere Anzahl an Batterien bevorzugt erfolgt (warum? Erfolgt das markt- oder netzorientiert?). Im Kapitel zu den Netzboostern (4.3.5) ist zu lesen, dass ein Konzept für den kurativen Netzbetrieb erst folgen soll. Fraglich

ist also, wie der Einsatz der wesentlichen Batterien für den Zugriff der ÜNBs dann (pauschal?) modelliert wurde.

- Regionale Fragen werden auch bei den **Systemdienstleistungen** und den **technischen Lösungen** unscharf dargestellt. Zudem wird die Marktentwicklung dafür unzureichend berücksichtigt bzw. belastet. Die ÜNBs wollen E-Statcom-Anlagen und rotierende Phasenschieber zur Bereitstellung von Blindleistung errichten. Zudem weisen sie auf die Bereitstellung der Momentanreserve hin (S. 104 bzw. Nr. 4.3.4). Sind hier regionale Bedarfe unterstellt und ist das StromVKG mit diesbezüglichen Anforderungen integriert? Offen bleibt, ob dies eine konkrete Wirkung auf den Netzausbau, die Genehmigung entsprechender Pilotprojekte durch die BNetzA oder die zukünftige Ausschreibung von Systemdienstleistungen hat oder ob es sich lediglich um einen Werbeblock der ÜNB handelt.
- Kritisch sehen wir die Annahmen zum weiteren **Zubau in heute schon überspeisten Regionen** (Windenergie, siehe Abbildung 9, und Photovoltaik, siehe Abbildung 10), obwohl es in Schleswig-Holstein auch eine unbegründete Zurückhaltung geben soll. Gibt es also geeignete Signale zur Synchronisierung oder wurde hier mit Blick auf den Übertragungsnetzausbau eine Zielwertsuche durchgeführt?
- Zudem wird festgehalten, dass es **keine Modellierung der Spitzenkappung im Verteilnetz** gäbe (S. 47), was inkonsistent sein könnte.

Insgesamt ist der Netzentwicklungsplan ein wichtiger modellbasierter Ansatz. Aus Sicht der Energiehändler sollte jedoch noch stärker herausgearbeitet werden, wie die zugrunde gelegten Annahmen, Eingriffsmöglichkeiten und Marktmechanismen zusammenwirken. Insbesondere sollte deutlicher erkennbar sein, inwieweit das Ziel eines möglichst engpassarmen Stromnetzes erreicht werden kann.

Anforderungen an den NEP aus Marktperspektive

Deutschland braucht dringend einen realistischen und nachvollziehbaren Ansatz, damit sich alle Akteure der Energiewirtschaft verlässlich auf die Umsetzung des Netzentwicklungsplans einstellen können. In Kombination ergibt sich so tendenziell ein erheblich überschätztes technisches Potenzial, auch bei regionaler Verteilung und marktseitiger Flexibilität. Ohne eine transparente Darstellung der zugrunde liegenden konkreten Instrumente ist davon auszugehen, dass es zu erheblich gesteigerten Eingriffen kommt, die wiederum die unterstellten Investitionen, beispielsweise in Speicher, bedrohen.

Wesentlich ist jedoch das Gegenteil: Die theoretischen, aber auch die geplanten und umgesetzten Eingriffe der Netzbetreiber müssen klar begrenzt und transparenter gemacht werden. Andernfalls wird ein marktbasiertes System an seine Grenzen stoßen. Engpässe sollten nicht nur kurativ, sondern auch präventiv betrachtet werden. Dazu zählt auch ein marktbasierter präventiver Redispatch, der zugleich wichtige Investitionssignale setzen kann.

Energy Traders Deutschland hält es für notwendig, dass die Verbindlichkeit für die Umsetzung des Netzausbaus dringend erhöht und die Planungsgrundlagen konkretisiert werden. Nur auf einer realistischen und transparenten Grundlage kann eine volkswirtschaftlich tragfähige Netzplanung gelingen.

Anhang

Bei den folgenden Aspekten sehen wir noch Klärungsbedarf bzw. haben noch offene Fragen:

- Wie wurden die kapazitativen Folgen des Stromverbrauchs, der zunehmenden Einspeisung und der Lastprofile ermittelt?
- Die Umsetzung der Kraftwerksstrategie bzw. des StromVKG scheint unterstellt worden zu sein. Unklar ist jedoch, mit welchen Mengen bis 2037 gerechnet wurde und ob eine Momentanreserve von 9 Sekunden zugrunde gelegt wurde. Wurde auch die Umsetzung eines dauerhaften Kapazitätsmechanismus berücksichtigt?
- Welche weiteren aktuellen Reformen wurden mit Blick auf die Versorgungssicherheit und die Netzsynchronisation berücksichtigt?
- Welche Regelungen zur regionalen Ansiedlung von Anlagen wurden unterstellt?
 - o Warum sollten Elektrolyseure in diesem Umfang eher verbrauchsnahe angesiedelt werden? Wie viel des Verbrauchs wird von Power-to-Heat-Anlagen im Winter aufgenommen?
 - o Wieso wird unterstellt, dass zwischen 2037 und 2045 in Schleswig-Holstein kaum Zubau im Bereich Windkraft auf See erfolgt, in Niedersachsen aber schon?
 - o Wurden die Annahmen aus § 13 k EnWG und ggf. die neuen Ansätze zur Synchronisierung von Netz und Anlagen verfeinert?
 - o Mit welchem Ansatz werden die Wasserstoffkraftwerke und die Großwärmepumpen in diesem Umfang lastnah verortet (gerade bei Letzteren scheint eine erhebliche Förderung unterstellt worden zu sein)?

- Welche netzausbauentlastenden Effekte werden den genannten Prämissen zugeordnet?
- Ist es sinnvoll, von 60 bis 81 GW wasserstofffähiger Kraftwerke auszugehen? Welche Preise, Gleichzeitigkeit und Speicherung sowie Import von Wasserstoff werden hier unterstellt? Wie wird die ebenfalls dargestellte erhebliche Verschiebung von Wasserstoffherzeugung und -verbrauch innerhalb eines Jahres begründet bzw. angeregt? Die unterstellten Speicherkapazitäten scheinen signifikant zu sein.
- Verhalten sich Haushalte pauschal „marktseitig“ flexibel oder wurde die Flexibilität in den Haushalten (siehe 3.3.5) eher technisch unterstellt?
- Welche Preissignale werden seitens der ÜNB konkret erwartet oder wurde von einer angepassten Verabredung über Netzanschlussregelungen ausgegangen? Anders als in vorigen Entwürfen für den NEP wurde beispielsweise die konkrete Wirkung des § 14a EnWG nicht abgebildet.
- Weiterhin scheint ein sehr winddominiertes System unterstellt zu werden. Dies wird mit der verbrauchsnahe installierten PV begründet. Warum sind die ÜNB sicher, dass die PV-Wirkung nicht unterschätzt wird und keinen innerdeutschen Transportbedarf verursacht? Ist das stabil, oder sind nur residuale Mengen gemeint? Oder wird operativ nicht doch unterstellt, dass hier eine einfache Abregelung erfolgt?
- Ist die Differenzierung von strommarkt- und netzorientierter Fahrweise für Marktteilnehmer nachvollziehbar erfolgt?
- Ist das gegenüber Deutschland doch stark begrenztes Wachstum an erneuerbaren Energien, insbesondere Photovoltaik, bei den EU-Nachbarn zwischen 2037 und 2045 realistisch? (S. 67)
- Inwieweit sind im Startnetz bereits die aktuellen Anforderungen an den Netzausbau berücksichtigt, der heute ja schon erheblich hinterherhinkt?
- Wie stehen die Verfahren zur Ermittlung der Netzengpässe zueinander?
 - Im Rahmen der AgNes-Konsultation wurden seitens der Netzbetreiber erhebliche Herausforderungen bei der Herstellung von Transparenz gesehen.
 - Auch beim Redispatch-Vorbehalt werden Datenprobleme kritisch benannt.
 - Im NEP sind überlastete Übertragungsleitungen jedoch klar gekennzeichnet und sollen konkret ausgebaut werden. Passt das zusammen?
 - Wie werden zudem im NEP die netztechnischen Betriebsmittel lokal im eigenen Netz geplant, die sich im Eigentum der Netzbetreiber befinden sollen? Ist ihr Einsatz kalkulatorisch auf Notfälle begrenzt oder treten sie als Teilnehmer in den Märkten für Systemdienstleistungen auf?

- Nach welchem Muster wird – mit oder ohne Kenntnis über die Engpässe – auf Anlagen Dritter im NEP zugegriffen?
- Wo findet sich die unterstellte kostentechnische Optimierung (Opex, Capex), die doch konkrete Engpässe benötigt?

Über uns: Energy Traders Deutschland setzt sich ein für die Förderung des Energiehandels in offenen, transparenten und liquiden Großhandelsmärkten in Deutschland und in Europa – uneinträchtig von Staatsgrenzen oder anderen Barrieren.