

An die

Bundesnetzagentur
Stichwort: Konsultation NEP Strom 2025-2037/2045
Postfach 80 01
53105 Bonn



per Email an: nep-2025@bnetza.de

Stellungnahme des Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND) zum zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045 – Version 2025
(Stand des Entwurfes: 13. März 2026)

Die Stellungnahme kann veröffentlicht werden.

Berlin, 24.08.2026

Der BUND beteiligt sich seit vielen Jahren an der Diskussion zum Netzausbau. Wir verweisen auf zahlreiche Stellungnahmen (zum Szenariorahmen, den Netzentwicklungsplänen, Umweltberichten und im Rahmen von Dialogverfahren), in denen wir aufzeigen, dass der Netzausbau durch alternative Maßnahmen und gesetzliche Rahmenbedingungen reduziert werden könnte. Somit können sowohl Kosten gespart als auch die Auswirkungen auf Natur, Umwelt und Menschen minimiert werden.¹

Der vorliegende Entwurf des Netzentwicklungsplans 2037/2045 (2025) erfüllt die Anforderungen einer kosten- und ressourceneffizienten Energiewende nicht, die entsprechend auch auf eine Minimierung der Umweltauswirkungen abzielen muss. Wir fordern daher eine Überarbeitung der Stromnetzplanung.

Es fehlt ein systematischer Vergleich mit Alternativen zum Netzausbau wie beispielsweise Speicher und eine Kosten-Nutzen-Analyse, welche die effiziente Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien vorsieht und gleichzeitig Klimaschutz- und Umweltaanforderungen sicherstellt. Alternativen bei der Planung und der Strategischen Umweltprüfung werden außer Acht gelassen und damit eine unnötig hohe Belastung für die Umwelt und für den Geldbeutel der Stromverbraucher*innen in Kauf genommen.

Weitere grundsätzliche Kritikpunkte sind:

- ein aus Naturschutzsicht überdimensionierter und zudem derzeit unrealistischer Ausbau der Offshore-Windenergie
- die unzureichende Berücksichtigung des Potenzials von Vor-Ort-Optimierung durch dezentrale Angebots-, Verbrauchs- und Speicher-Lösungen und der dadurch entstehenden Effizienzpotenziale beim Netzausbaueine Planung, die auf die Stromübertragung bis hin zu

¹ [BUND \(2023\): Stellungnahmen zum NEP 2037/2024.](#)

- Spitzenwerten abzielt die fehlende Prüfung von Marktzonen für Deutschland und deren Auswirkungen auf die Netzplanung
- die fehlende Abstimmung und Kosten/Nutzen-Optimierung mit dem Verteil-/Regionalnetzausbau und dem Aus- und Umbau von Gas/Wasserstoff-Netzen

Grundsätzliche Kritik am Netzentwicklungsplan

Als im Jahr 2012 der erste NEP vorgestellt wurde, umfasste dieser Kosten in Höhe von 32 Mrd. € für eine Strommenge (teilweise noch fossil) von ca. 600 TWh. Der nun vorliegende NEP 2037/2045 hat Kosten (Nur Übertragungsnetz) von über mind. 370 Mrd. € bei einer (erneuerbaren) Strommenge von 1000-1200 TWh.

Es wirft Fragen auf, dass für die weitgehend dezentral erzeugte und auch regional verbrauchte Strommenge aus erneuerbaren Energien bei einer Steigerung um das Doppelte (Sektoren Wärme und Mobilität) nun die mehr als zehnfachen Kosten entstehen. Dies hat nur zum Teil mit Preissteigerungen zu tun.

Kern der explosionsartigen Entwicklung von Leitungsplanungen ist, dass die Netzentwicklungsplanung auf einen zentralistischen Ansatz mit einer einheitlichen Strommarktzone setzt, dezentralen regionalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch auf Verteilnetzebene ignoriert und einen überdimensionierten Ausbau der Offshore-Windstromerzeugung unterstellt. Zudem wird das Netz in Deutschland auch als europäisches Transitnetz konzipiert.

Mehrere Studien haben gezeigt, dass mit dem Ansatz mehrerer Strommarktzonen (siehe unten) der Stromnetzausbau deutlich gesenkt werden kann.

Dieser Stromhandel kann technisch mit dem dezentralen regionalen Betrieb der Verteilnetze verbunden werden. Der VDE hat aktuell gezeigt, dass der „zellulare Ansatz“ (VDE 2026) mit einem zellularen Betrieb der Verteilnetze verbunden werden kann. Dies bedeutet, dass nur Über- und Unterschüsse in den jeweiligen Zellen (regionale Bilanzkreise) in die benachbarten Zellen oder das vorgelagerte Übertragungsnetz weitergeleitet werden müssen. Der VDE kritisiert den im Netzbetrieb üblichen statischen Ansatz, der zur Überlastung der Netze und übermäßigem Ausbau führt und setzt dynamische Methoden zur besseren Auslastung der Netze dem entgegen. Der VDE weist explizit auf den damit verminderten Netzausbaubedarf hin².

Insbesondere setzt der VDE darauf, dass Flexibilitäten sowohl bei Erzeugung als auch Verbrauch sinnvoll kombiniert eingesetzt werden können, wenn man andere Betriebsweisen der Verteilnetze ansetzt. Der DNR und andere Verbände, wie der BUND haben bereits darauf hingewiesen, dass eine „Flexibilitätsagenda“ erforderlich ist.³ Dies würde die Einführung anderer Regeln im Strommarkt, flexible und variable Tarife, netzdienlicher Einsatz von Stromspeichern, letzteres insbesondere auch mit Elektrofahrzeugen mit bidirektionalem Laden, flexibler Betrieb von Elektrolyseuren, usw. bedeuten. Alles dies wird im NEP aufgrund des zentralistischen Ansatzes ignoriert. Andererseits kann der Einsatz der Flexibilitätsoptionen durch eine integrierte Planung und effektives Monitoring auch den Bedarf an Netzausbau verringern. EWI&BET (2025) weisen in ihrem Gutachten zum Monitoringbericht des BMWi darauf hin, dass zahlreiche Modellierungen zeigten, dass eine Netzdimensionierung auf Basis gleichzeitig auftretender Maximalleistungen volkswirtschaftlich ineffizient ist und Einsparungen möglich sind.⁴

² [VDE \(2026\): Das zellulare Verteilnetz.](#)

³ [DNR \(2026\): Umweltorganisationen fordern Flexibilitätsagenda für ein sicheres, bezahlbares, kosteneffizientes und klimaneutrales Stromsystem.](#)

⁴ [EWI/BTE \(2025\): Monitoringbericht: „Energiewende. Effizient. Machen.“](#)

Schließlich ergeben sich aktuell neue Möglichkeiten des dezentralen Stromhandels durch Energy Sharing. Insbesondere zeigt die Entwicklung in Österreich, dass große Potentiale auch von vielen Menschen genutzt werden, wenn die Rahmenbedingungen gegeben sind⁵. In Deutschland sind – wahrscheinlich aufgrund europarechtswidriger Restriktionen – die Möglichkeiten im EnWG eingeschränkt. Doch es gibt neue Angebote zum Stromaustausch und lokalen Strommärkten mittels Bilanzkreisen, die wenn auf regionaler Ebene eingesetzt, zur Umsetzung von lokalem Stromhandel auf Basis des zellularen Verteilnetzes mit dem Einsatz verschiedener Flexibilitäten dienen können⁶. Ein völlig anderes Konzept als das, was dem NEP zugrunde liegt.

Ein wesentlicher Kostentreiber des NEP durch ca. 20 HGÜ-Erdkabel-Leitungen (je 2 GW) ist der im Szenariorahmen unterstellte Ausbau der Offshore-Stromerzeugung auf bis zu 70 GW. Dies folgt zwar Erklärungen der Politik (Merkel, Altmaier, Habeck, Reiche), ist aber inzwischen unwahrscheinlich. Bei aktuell ca. 10 GW Offshore-Wind Leistung und einer durchschnittlichen Ausbaurate von 1 GW im Jahr, sind bis zum Jahr 2045 allenfalls 30 GW realistisch zu erreichen. Zudem kommen erschwerte Baubedingungen, der Natur- und Meeresschutz, Preissteigerungen, Wind-Verschattung der Anlagen restriktiv dazu. Die noch politisch geltenden Vorgaben an den Szenariorahmen und damit den NEP sind nicht mehr haltbar – die Planung muss grundlegend neu aufgesetzt werden.

Ein Großteil der im NEP für den Abtransport des Offshore-Windstroms geplanten HGÜ-Leitungen ist nicht mehr erforderlich, da die Einspeisung hierfür (bis zu 40 GW) nicht zu erwarten ist. Amprion hat schon angekündigt, bei Vorhaben Rhein-Main-Link nur in die Hälfte der Leerrohre Kabel einzuziehen, da der erforderliche Strom fehle⁷. Ob dieser in 2035-2045 vorhanden ist, bleibt offen.

Dies bedeutet, dass der dem NEP zugrunde liegende Szenariorahmen das gesetzliche Kriterium nach § 12a EnWG der Abbildung einer wahrscheinlichen Entwicklung des Energiesystems nicht erfüllt.

- Wahrscheinlich ist eher, dass der Offshore-Windenergieausbau unter 30 GW bleibt,
- wahrscheinlich ist, dass mit verstärktem Smart-Meter-Rollout die Nutzung von Flexibilitäten anwächst,
- wahrscheinlich ist, dass es viele dezentrale Strommärkte gibt, die durch Energy-Sharing-Anbieter (neue oder Stadtwerke) organisiert werden,
- wahrscheinlich ist, dass die fachliche Expertise des VDE zum zellularen Verteilnetz umgesetzt wird,
- wahrscheinlich ist, dass wie in Frankreich, das bidirektionale Laden die Elektrofahrzeuge zum flexiblen Speichern macht
- wahrscheinlich ist dann auch, dass der überregionale Stromnetzausbau deutlich geringer ausfallen wird als im NEP unterstellt.

Der BUND fordert daher die BNetzA, den NEP nicht zu genehmigen, den seit Juni 2026 schon vorliegenden Szenariorahmen NEP 2040/2045 (2027) nicht zur Konsultation freizugeben, sondern einen Paradigmenwechsel durchzuführen, zu einer neuen zukunftsfähigen Netzplanung,

Die aktuelle Netzplanung erfüllt die Anforderungen des § 1 EnWG nicht, nach dem eine preisgünstige, verbraucherfreundliche und umweltverträgliche Stromversorgung das Ziel ist. Die seit Jahren verfolgte Netzplanung führt zu einer extremen Überdimensionierung, die zu einer unnötigen Umwelteingriffe nach sich zieht und zu einer nicht erforderlichen Preiserhöhung der

⁵ www.energiegemeinschaften.at

⁶ www.weshareenergy.de

⁷ [Hessenschaut \(2026\): Ausbau von Rhein-Main-Link langsamer als geplant](#)

Netzentgelte von 7 ct/kWh (Industrie) bis 18 ct/kWh (Haushalte) führt – beides faktisch untragbar.⁸

Eine Planung, die nur aufgrund offensichtlich falscher, unrealistischer und nicht zwingend anzuwendender Konzepte und beim Vorliegen von umsetzbaren Alternativen faktisch eine Überdimensionierung mit einer fünffachen Erhöhung der Kosten (zehnfache Kosten bei doppelter Strommenge im Vergleich zum NEP 2012) nach sich zieht, ist gegenüber dem Zweck des § 1 EnWG schlicht rechtswidrig.

Im Folgenden führen wir die oben benannten sowie wie weitere Kritikpunkte aus.

1. Efficiency First als Leitprinzip.

Dem NEP fehlt ein Bezug zum Prinzip „Efficiency First“ der Europäischen Union, nach dem bei allen Planungen im Energiebereich Energieeffizienz und Energieeinsparung an erster Stelle stehen müssen.

2. Spitzenlastkappung als Instrument mit volkswirtschaftlichen Vorteilen und Umweltentlastung wieder in der Netzentwicklungsplanung berücksichtigen.

Wie schon in der vorhergehenden Version des NEP (und im Gegensatz zu früheren NEP) wird keine Spitzenkappung bei der Stromeinspeisung angesetzt. Dass dies durch die ÜNB so erfolgt und durch die BNetzA bestätigt wurde, missachtet die gesetzlichen Vorgaben nach § 12 b EnWG: (1) *„...Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung müssen im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans die Regelungen zur Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 bei der Netzplanung anwenden.“* Eine solche Regelung könnte beispielsweise durch eine Kappung der Strommenge von max. 3 % im Jahr eine Minderung der Einspeiseleistungen von rund 30 % erreichen. Durch die Spitzenkappung könnten relevante Kosteneinsparungen durch geringeren Netzausbau erzielt und Umwelteingriffe reduziert werden. Zudem spielt die Spitzenkappung eine besondere Rolle auf der Verteilnetzebene. Allerdings blendet der ÜNB-NEP die Verteilnetzebene völlig aus, obwohl dort ein regionaler Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch einen überregionalen Transport deutlich mindern könnte.

3. Batterien stärker berücksichtigen und systemdienlich modellieren.

Der neue Entwurf des NEP weist eine größere Kapazität/Leistung von Batterien aus. Diese werden allerdings nicht systemdienlich eingesetzt, was weiterem Netzausbaubedarf Vorschub leisten würde. Wir unterstützen daher Planungen, dass Batterien systemdienlich und netzentlastend eingesetzt werden.

4. Realistischeren Offshore Windkraft-Ausbau in den NEP aufnehmen.

Der Szenariorahmen geht weiterhin von einem Ausbau der Offshore-Windstromerzeugung von 56-70 GW aus. Der aktuelle Stand liegt bei 9,2 GW bei einem durchschnittlichen Zuwachs der letzten Jahre von 0,3 GW pro Jahr. Angesichts vielfacher technischer und wirtschaftlicher Probleme, zunehmender Hinweisen auf die negativen ökologischen Auswirkungen und geringeren Erträge durch Windverschattungen scheint das Ziel von 70 GW unrealistisch. Es sollte daher ein Szenario mit minimiertem Offshore-Ausbau von 20-30 GW gerechnet werden. Allerdings ist der Wind- und Solarenergieausbau an Land zwingend entsprechend zu erhöhen. Denn die erneuerbare Stromerzeugung muss *mindestens* auf dem aktuell gesetzlich festgelegten Niveau ausgebaut werden, um den Klimazielen gerecht zu werden. Dies ist vor dem Hintergrund aktueller Debatten zur Kosteneinsparung bei der Energiewende ein unabdingbarer Aspekt, wenn über reduzierte

⁸ [EWI \(2024\): Abschätzung der Netzausbaukosten und die resultierenden Netzentgelte für Baden-Württemberg und Deutschland zum Jahr 2045.](#)

Offshore-Windkraft-Mengen diskutiert wird. Wie bereits in früheren Stellungnahmen weisen wir darauf hin, dass den Erzeugungskosten für Offshore-Wind auch die Leitungskosten zum Abtransport bis zum Zielkonverter im Süden zuzurechnen sind, da ansonsten die Transportkosten zu Lasten aller Stromabnehmer umgelegt werden, was eine Diskriminierung der Onshore-Windstromerzeugung darstellt. Die H2-Produktion durch heimischen Offshore-Windstrom (direkt auf dem Meer oder an der Küste) sollte dagegen stärker gefördert werden.

5. Die Einführung von Strompreiszonen und deren Auswirkungen auf den Netzausbau und -kosten prüfen.

Der Szenariorahmen, die Gesetzgebung sowie die herrschende Meinung in der Bundesregierung setzen auf eine einheitliche Strompreiszone in Deutschland. Verschiedene Forschungsprojekte haben gezeigt, dass es möglich ist, zwei bis 16 oder sogar mehr Strompreiszonen einzurichten und zu organisieren. Diese Untersuchungen wie z.B. des Öko-Instituts („Transparenz Stromnetze“), des DIW oder von Prognos/FAU Erlangen kamen alle zum Ergebnis, dass hierdurch der Ausbaubedarf der Stromnetze, insbesondere der HGÜ-Nord-Süd-Verbindungen deutlich reduziert werden könnte. Zuletzt hat u.a. das Forschungsprojekt ARIADNE in ihrem Szenarioreport im März 2025 aufgezeigt, dass die Einführung von Strompreiszonen (wie es sie in vielen Ländern gibt) zusammen mit weiteren Maßnahmen zu einer Kostensenkung des Übertragungsnetzausbaus von über 100 Mrd. € führen kann. Der Bericht von EWI Köln und THEMA zeigt ebenso wie ARIADNE auf, dass die Preisverschiebungen zwischen Nord und Süd gering sind und insgesamt eine Netzkostensenkung durch geringeren Netzausbau zu erwarten ist⁹. Ebenso fordern die Monopolkommission und die Zukunftskommission Energiewende die Einführung von mehreren Strompreiszonen – allein aus Gründen eines besseren transparenteren Wettbewerbs.

6. Minimierung von Kosten und Umweltauswirkungen priorisieren.

Der Netzausbau führt neben den starken Umwelteingriffen zu hohen Kostenbelastungen für Haushalte, Gewerbe und Industrie. Daher muss es Aufgabe der ÜNB sein, eine Netzplanung vorzulegen, die die Kosten und Umweltauswirkungen minimiert. Die Minderung des Netzausbaus im NEP 2025 gegenüber dem NEP 2023 zeigt, dass die ÜNB das Problem erkannt haben, aber keine ausreichenden Konsequenzen gezogen haben. Der NEP 2025 weist trotz geringerem Ausbau höhere Kosten auf.

7. Stromverbrauchssteigerung durch (die notwendige) Elektrifizierung und neue Verbraucher wie z.B. Rechenzentren realistisch modellieren.

Die Szenarien gehen von einem Stromverbrauch von 78 – 116 TWh im Jahr 2037 aus, ohne weitere Steigerung bis zum Jahr 2045. Warum der NEP von 2037-2045 keine weitere Steigerung vorsieht ist unklar und eher unrealistisch.

Der noch nicht konsultierte Entwurf des Szenariorahmens für den NEP 2040/2045 (2027) geht sogar von einem zusätzlichen Strombedarf für „Neue Rechenzentren“ von 107- 142 TWh, also inkl. des jetzigen Verbrauchs von insgesamt 130-160 TWh, aus. Die RZ werden allerdings weitgehend ohne jegliche Regionalplanung gebaut, so dass unklar ist, wo diese real angesiedelt werden. Deren Anschlussbedarf kann daher in der Netzplanung nicht genau berücksichtigt werden.

Zudem werden neue Verbraucher wie z.B. Rechenzentren enorme Mengen an Strom benötigen. Aktuell liegt der Strombedarf für Rechenzentren bundesweit unter 20 TWh, dies wird sich aber rasch ändern und muss in der Netzplanung berücksichtigt werden. Allein für Hessen wird durch Rechenzentren ein zusätzlicher Stromverbrauch von 30 bis 60 TWh angesetzt. Dies entspräche einer Dauerlast von 8-10 GW. Es wird unterstellt, dass diese Leistung z.B. durch Leitungen wie Rhein-Main-Link bereitgestellt werden. Diese liefert aber Windstrom mit nur 3000-4000

⁹ [EWI \(2023\): Price impact of a German bidding zone split: Implications for Germany and neighbouring markets.](#)

Volllaststunden mithin nur die Hälfte des erforderlichen Bedarfs und ist im Mittel zur Hälfte nicht ausgelastet.

Es bleibt im NEP und seinem Modell unklar, wie diese Versorgungsausgabe gelöst werden soll. Ein Ansatz für bessere Planung und Integration von Rechenzentren wäre deren Abbildung in der Regionalplanung (entsprechend anderer Großstrukturen) – und letztlich auch im NEP.

Berücksichtigt werden müsste dabei eine dann günstigenfalls weniger konzentrierte Planung sowie mögliche netzentlastende Maßnahmen an den Standorten wie z.B. Batteriespeicher. In jedem Fall sprengt die Dynamik und das Ausmaß der Entwicklung der Rechenzentren das bisherige Konzept des NEP, so dass gesonderte Studien erforderlich sind, um deren Netzintegration zu berücksichtigen. Diese wird derzeit auf die Verteilnetzbetreiber verlagert, während die Übertragungsnetzbetreiber neue Leitungen und Umspannwerke allein für den Anschluss von Rechenzentren planen. Dies dürfte zu zusätzlichen Netzkosten von 50-100 Mrd. € führen, die den RZ zuzurechnen sind, die allerdings von allen Netznutzern zu zahlen sind. Demgegenüber können RZ-Betreiber gemäß § 19(2) Netzentgeltverordnung ihre Netzentgelte weitgehend auf ein Minimum senken. Allein die Frage der Belastung aller Stromkunden durch Preissteigerungen durch Ausbaukosten von Kraftwerken und Netzen aufgrund von Rechenzentren hat im Juli 2026 zu einem politisch beschlossenen Moratorium für Rechenzentren geführt.

So gesehen sind die Annahmen im Szenarioahmen und NEP nicht begründet und auch Anmeldungen von Bedarf bedeutet nicht, dass die RZ auch realisiert werden. Auch ist nicht klar, ob zusätzliche RZ eine Strombelieferung aus erneuerbaren Energien wie nach EnEfG gefordert, überhaupt durch neue zusätzliche Anlagen von Wind- und Sonnenstrom nachweisen können. Geplante Erdgaskraftwerke haben aufgrund ihrer immensen CO₂-Emissionen (Dauerbetrieb) zu heftigen Protesten geführt. Eine in Anbetracht der Klimaziele erforderliche rechtzeitige Umstellung auf klimafreundliche Brennstoffe (grüner H₂) ist nicht absehbar.

Der NEP hat in diesem Aspekt eine sehr schwache Grundlage, zumal die Entwicklung der RZ unklar bleibt.

8. Anreize für kosteneffiziente, digitale und klimafreundliche Lösungen mit einbeziehen.

Die ÜNB (NEP-Entwurf, S. 92) vermerken, dass „...der Regulierungsrahmen keine ausreichenden Anreize für kosteneffiziente und technologie neutrale Innovationen im Übertragungsnetz sowie digitale und klimafreundliche Lösungen...“ setzt. Der BUND stimmt dem ausdrücklich zu und verweist auf solche Lösungen in unseren früheren Stellungnahmen. Nur wenige davon wurden aufgegriffen (temperaturabhängige Leiterseile), manche sogar durch die ÜNB wieder verworfen (Spitzenkappung), manche bisher nie angewendet (Kosten/Nutzen-Analysen). Solche Konzepte und Maßnahmen sollten geprüft werden und in den NEP einfließen.

9. Effizienten Netzausbau sowie regionalen Ausgleich priorisieren, um die Netzausbaukosten zu minimieren.

Laut dem Entwurf des NEP 2025 sind die Kosten des Übertragungsnetz-Ausbaus auf über 200 Mrd. € (Onshore + Startnetz) und über 170 Mrd. € Offshore gestiegen, obwohl weniger Leitungen eingeplant werden. Hinzuzurechnen ist der, im NEP nicht berücksichtigte, Ausbaubedarf der Verteilernetze. Hier ist mit Kosten von weiteren 150 – 250 Mrd. € zu rechnen¹⁰. Die Gesamtkosten des Netzaus- und Umbaus auf allen Ebenen werden sich somit auf über 600 Mrd. € belaufen, wodurch sich die Netzentgelte deutlich erhöhen werden, geschätzt um durchschnittlich etwa 7 Cent. Sie würden somit höher liegen als die (erneuerbaren) Stromgestehungskosten. Würden für Industrie und Gewerbe die Netzentgelte zu Lasten der Haushalte oder Steuerzahler (weiter) gesenkt, wirft dies grundsätzliche Fragen der Verteilungsgerechtigkeit auf. Daher braucht es einen

¹⁰ Dena (2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. S.32

effizienten Netzausbau, der Konzepte für einen flexiblen Betrieb von Erzeugungsanlagen und Verbrauchern verbunden mit flexiblen Netzentgelten miteinbezieht, um den Netzausbau, seine Kosten und Umweltauswirkungen zu mindern.

10. Strategische Umweltprüfung (SUP) einführen, die verschiedenen Optionen auf ihre Umweltauswirkungen miteinander vergleicht.

So sollte geprüft werden, ob z.B. mehr Onshore-Wind statt Offshore-Wind ökologisch sinnvoller sein könnte. Die aktuelle SUP stellt Auswirkungen nur 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.

11. Umweltauswirkungen beim Bau.

In der Netzentwicklungsplanung werden Umweltschadenskosten und Folgekosten nicht in die Gesamtkosten der Netzentwicklung eingerechnet. Auch werden im Folgenden Planungs- und Genehmigungsverfahren Umweltkosten nur in Form des Aufwandes für geplante Kompensationen eingerechnet.

Mit dem Voranschreiten des Netzausbaus, vor allem von Erdkabeln, mehren sich Vorfälle, bei denen im Zuge von HDD-Bohrungen für den Bau von Süd-Link Austritte von Bentonit erfolgten, die nicht geplant sind und bei denen Bach- und Flussläufe und Ackerflächen mit Bentonit kontaminiert wurden. Dies hat zur Folge, dass in den Gewässern es zum Absterben von Fischen und anderen Lebewesen kommt, Ackerflächen können nicht mehr bestellt werden. Beispiele sind:

15.8.2024 Verunreinigung der Oste zwischen Weertzen und Brauel im Landkreis Rotenburg (Wümme) auf über 15 km Länge.

6.12.2025 Bentonit Austritt bei Altertheim Mainfranken

19.1.2026 Bentonit Austritt bei Bad Sooden-Allendorf

21.5.2026 Ausbläser von Bentonit an der Streu (Landkreis Rhön-Grabfeld) und an der Jagst bei Mockmühl (Landkreis Heilbronn). BUND Naturschutz und BUND Baden-Württemberg fordern Baustopp für Süd-Link¹¹.

Auch beim Bau von Rhein-Main-Link kommt es schon in der Phase der Vorbereitung der Planfeststellung zu Naturschutzproblemen. Im Bereich Wiesbaden-Breckenheim wurde durch die Methode des Präferenzraums eine Trasse in unmittelbarer Nähe eines besonderen Naturschutzgebiets mit Kalkflachmoor und Grundwasseraustritt sowie Vorkommen des Feuersalamanders bestimmt. Amprium und BNetzA sind jedoch nicht bereit, eine andere Trassenführung umzusetzen. Probebohrungen gefährden nun Grundwasserströme. Bei diesen Vorfällen ist noch nicht klar, welche Schadenskosten entstanden und ob Schäden an Fauna und Flora, teils in FFH-Gebieten überhaupt wieder gut gemacht werden können, denn manche Schäden in der Natur lassen sich nicht in Geld aufwiegen.

Es müssen jedenfalls beim Bau von Vorhaben die Vorkehrungen gegen solche Vorfälle deutlich erhöht werden. Bei Vorfällen sind umfassende Entschädigungen und Wiedergutmachungen gefordert. Diese Kosten sind in den Kostenansätzen des NEP künftig einzurechnen.

¹¹ [BUND Naturschutz \(2026\): Umweltschäden durch Bauarbeiten für Südlink-Leitung.](#)

Mit der Minderung des Netzausbaus auf ein erforderliches Maß können solche Risiken und Schäden vermieden und gemindert werden.

Zusammenfassung:

Der BUND fordert eine Überarbeitung des Entwurfs des NEP 2037/2045 (2025).

Insbesondere sollte ein stärkerer Ausbau der dezentralen erneuerbaren Stromerzeugung berücksichtigt werden sowie Speicher wie Batterien systemdienlich modelliert und integriert werden. Aufgrund der Vielzahl an Problemen beim Offshore-Windausbau sollte eine Verlagerung der Stromerzeugung von Offshore-Windenergie in Richtung auf Onshore-Windenergie und hierbei verstärkt in den Süden Deutschlands geprüft werden (gemäß dem Planungsrahmen von durchschnittlich 2 % der Fläche für Onshore-Windenergie in allen Bundesländern).

Das Strommarktmodell des NEP muss dezentrale Ansätze berücksichtigen, welche den Netzausbau reduzieren können. Dazu bedarf es auch der Verzahnung mit der Verteilnetz- und H2-Netzplanung.

Jenseits der Netzplanung müssen den Ausbau reduzierende Lösungen angereizt werden: Die Einführung von mehreren Strompreiszonen und deren Auswirkungen auf den Netzausbau sollten geprüft werden. Zudem sollten flexible Stromtarife und Netzentgelte angesetzt werden, die gezielt sowohl den netzdienlichen als auch den systemdienlichen Betrieb von Erzeugungsanlagen und Verbrauchern adressieren. Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften verschiedener Art z.B. nach dem Konzept des Energy Sharings, sollten bei einem lokal und regional netzentlastenden Betrieb wirtschaftliche Vorteile erhalten, die den gesparten Kosten des Netzausbaus entsprechen.

Autor:

Dr. Werner Neumann

Sprecher des Arbeitskreises Energie im Wissenschaftlichen Beirat des BUND

Email: werner.neumann@bund.net

Kontakt:

Caroline Gebauer

Leiterin Energie- und nationale Klimapolitik

Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND)

Email: caroline.gebauer@bund.net