

Stellungnahme des Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND) zum 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045 – Version 2023

(Stand des Entwurfes: 25. April 2023)

Der BUND hat sich seit vielen Jahren an der Diskussion zum Netzausbau beteiligt und zahlreiche Stellungnahmen zu Szenariorahmen, Netzentwicklungsplänen, Umweltberichten und weiteren Dokumenten sowohl schriftlich, als auch im Rahmen von Veranstaltungen und Dialogverfahren bundesweit eingebracht. Es wurden 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 BUND steht dem Entwurf ablehnend gegenüber und fordert grundlegende Änderungen der Stromnetzplanung.

Der 1. 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 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 der 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

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

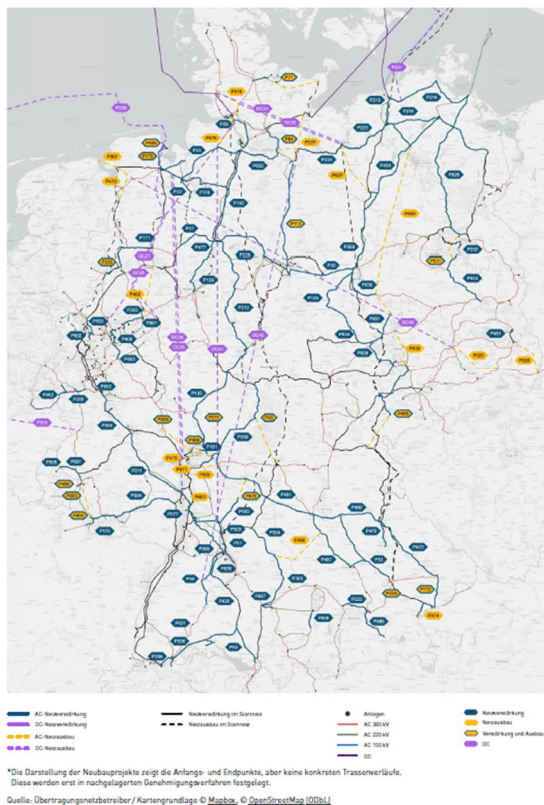
Letzte Stellungnahme zum NEP(2035) 2021 vom 5.3.2021

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

dem Verteil-/Regionalnetzausbau noch dem Aus- und Umbau von Gas/Wasserstoff-Netzen. Regionale, dezentrale und zellulare Ansätze werden ebenso außer Acht gelassen wie der gezielte, flexible Betrieb von Verbrauchsanlagen sowie zeit- und belastungsabhängige Stromtarife und Netzentgelte.

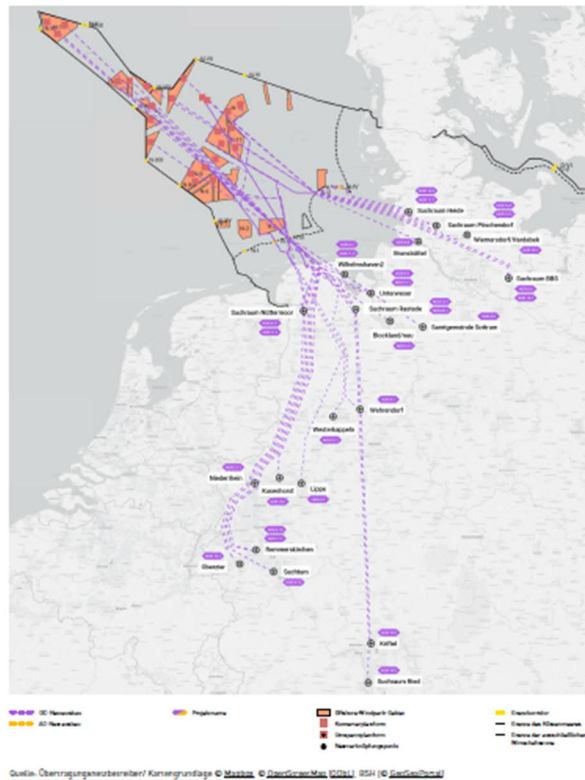
Der BUND sieht den Entwurf äußerst kritisch und zeigt im Folgenden einige grundlegenden Fehler und nicht zielführende Ansätze im NEP auf und auch, welche Alternativen diesem NEP zugrunde gelegt werden müssten.

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



Auszug aus dem NEP Entwurf – Ausbau nur Leitungsprojekte

Abbildung 53: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in den Szenarien A / B / C 2045



Auszug aus dem NEP Entwurf - Offshore-Zusatznetzausbau

1. Szenariorahmen 2037/2045 (2022) nicht tragfähig

Der NEP-Entwurf setzt auf einem Szenariorahmen (SZR) auf, der den Anforderungen der Energiewende und den Klimaschutzziele nicht gerecht wird. Der BUND hatte bereits eine ausführliche Kritik am Szenariorahmen bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) eingereicht².

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 basiert auf der Vereinbarung des Koalitionsvertrages 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 werden.

²https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/energiewende/energiewende_stellungnahme_zum_entwurf_des_szenariorahmens_2037_2045_.pdf

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 wird nicht ausreichend dargestellt, 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. Dieser Wert entspräche dabei auch dem BUND-Szenario zum Ausbau der Offshore-Windenergie.

Bei darüber hinausgehenden Ausbauzielen wäre zu erwarten, dass dieser immense Ausbau zu großen und teilweise irreversiblen Umweltauswirkungen bzw. -schäden führen würde³. Die bisher geltenden Standards bei Offshore-Kabelverlegungen im Wattenmeer, wie die Einhaltung von bisherigen Bauzeitenfenstern, 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 erfolgen müssten. Diese würden zu erheblichen Beeinträchtigungen führen, insbesondere für die Vogelwelt im Nationalpark. 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.

Dass die Transportkosten durch HGÜ-Leitungen zur Abfuhr von 70 GW Offshore-Strom nicht als Erzeugungskosten diesen Anlagen im Rahmen der Marktsimulation zugeordnet werden, widerspricht einer korrekten Zuordnung von Kosten. Denn die 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 vergleichen⁴. Hier führt also eine fehlerhafte Zuordnung zu einer Priorisierung des Offshore-Windstroms in der Marktsimulation des NEP.

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/ unter Annahme einer Eigenkapitalrendite 10 %, Lebensdauer 30 Jahre, 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,

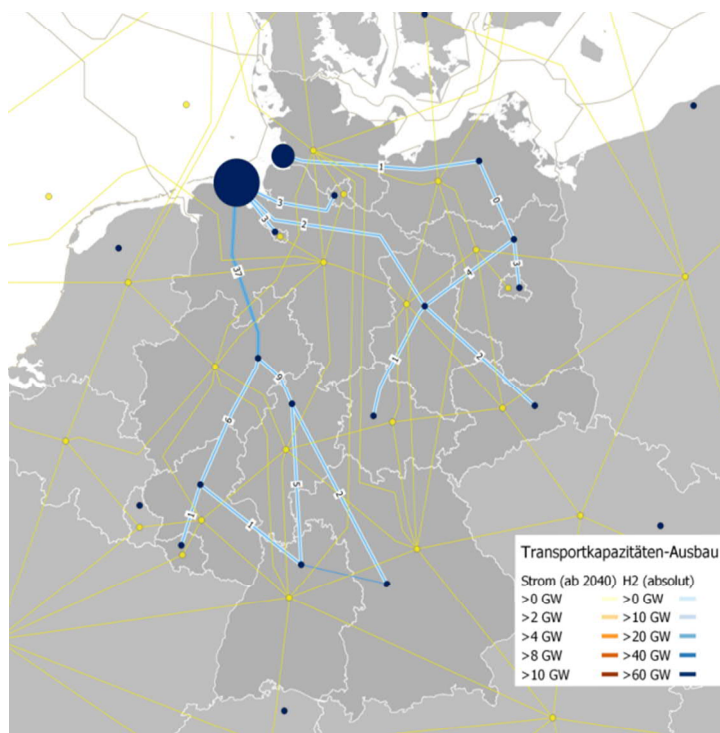
³<https://www.bund.net/service/publikationen/detail/publication/klimaschutz-nur-mit-meeresnaturschutz/?wc=22095>

⁴Erzeugungskosten 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>

regionalen Stromerzeugung aus Onshore-Wind und Photovoltaik (5-8 ct/kWh. Bei Anwendung anderer Ansätze 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 unter anderem 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 würden⁵.



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 Verbraucherefreundlichkeit zu der eine entsprechende Transparenz gehört. Seine Methodik führt dazu, 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 einen Diskriminierungstatbestand gegenüber anderen

⁵<https://systemvision2050.de/Systemvisionen/Systemvision-2050-BUND.html>

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. Energiepolitisch erfolgt eine Bevorzugung der Offshore-Windenergie, die faktisch in den Händen großer Kapitalgesellschaften liegt, gegenüber Kleininvestor*innen und der Bürger*innenenergie. Der Offshorestrom wird dabei bevorzugt, dass dessen erforderlicher immenser Netzausbau auf die Netzentgelte der Allgemeinheit umgelegt wird und somit gegenüber regionalen Stromanbietern einen erheblichen Konkurrenzvorteil erhält. 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 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 bedarf teilweise auch der Fortführung des Stroms mittels insgesamt 10 HGÜ Leitungen in den Süden. Der mit dem Offshore-Ausbau korrespondierender HGÜ-Leitungen zieht auch die dafür nötigen Umwelteingriffe nach sich. 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)⁶.

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 können⁷.

⁶ <https://www.bund.net/service/presse/pressemittelungen/detail/news/klimaschutz-nur-mit-meeresnaturschutz/> und Hintergrundpapier: https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/meere/meere_meeresschutz_hintergrund_offshore_windenergie.pdf
⁷ 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

Der überdimensionierte Ausbau der Offshore-Windenergie führt daher nicht nur zu starken 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 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.

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 decken⁸. 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

⁸ Vortrag W. Neumann, Rolle der KWK für die Versorgungssicherheit von Strom und Wärme, VDE-ETG Tagung 23.11.22, Kassel

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. 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 maximal 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. Es wäre zumindest erforderlich, ein Szenario zu berechnen, dass diese Option (und weitere, wie Lastausgleich durch Biomasseanlagen, netzdienliche variable Netzentgelte beinhaltet).

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. Die hierbei erforderliche Entschädigung dürfte weitaus geringer sein, als der erhöhte Netzausbau ohne Einbeziehung der Spitzenkappung

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%⁹ 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 ihnen mit letztlich nicht stichhaltigen Argumenten der BNetzA – ohne Vergleich mit sinnvollen Alternativen gemäß den Erfordernissen 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 kann¹⁰.

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 können¹¹. 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.¹²

Durch die Akademie der Wissenschaften, acatech, wurde eine Studie vorgelegt, die zeigt, dass durch viele verschiedene Methoden (allein oder in Kombination)¹³ der Netzausbaubedarf deutlich gemindert werden kann, bspw. durch ein neues Strommarktdesign zur Behebung oder Vermeidung

⁹ https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/20211020_EKZins.html

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

¹⁰ <https://www.prognos.com/de/projekt/dezentralitaet-und-zellulare-optimierung-auswirkungen-auf-den-netzausbaubedarf>

¹¹ <https://www.bund-hessen.de/publikationen-detail/publication/ueberdimensionierter-netzausbau-behindert-die-energie-wende-erforderliche-aenderungen-beim-netzentwicklungsplan-strom-baumann-jarass/>

¹² https://www.bund-hessen.de/fileadmin/hessen/Themen/Mensch-und-Umwelt/Klimaschutz_Energie-wende/Stromnetzausbau/2020_Buch_Jarass-Naumann_Ueberdimensionierter-Netzausbau-behindert-Energie-wende_Netzentwicklungsplan-Strom.pdf

¹³ <https://energiesysteme-zukunft.de/presse/meldung/impulse-marktdesign>

von Netzengpässen. Hierzu zählen auch die „Einführung eines Knotenpreismanagements, der Neuzuschnitt der deutschen Stromgebotszone (zwei oder mehrere Stromgebotszonen), die Einführung auslastungsorientierter Netzentgelte, die Ausweitung der marktbasierter Beschaffung von Flexibilität und erhöhte Anreize von nicht marktbasierter Beschaffung von Flexibilität“¹⁴. Die Studie zeigt, dass hierdurch Netzengpässe kostengünstig vermieden werden können, damit der Netzausbau vermindert werden und die Versorgungssicherheit erhöht werden kann. Der BUND 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.¹⁵

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.

¹⁴ <https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/stellungnahme-netzengpaesse>

¹⁵ 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

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.

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.

An dieser Stelle fügen wir 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 Rückverstromung | | | 10 | 30 | 50 |
| Strom-angebot | | | | 625 | 800 |

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 ¹⁶ 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

¹⁶<https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/stellungnahme/transformationspfade>
<https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/analyse/transformationspfade>

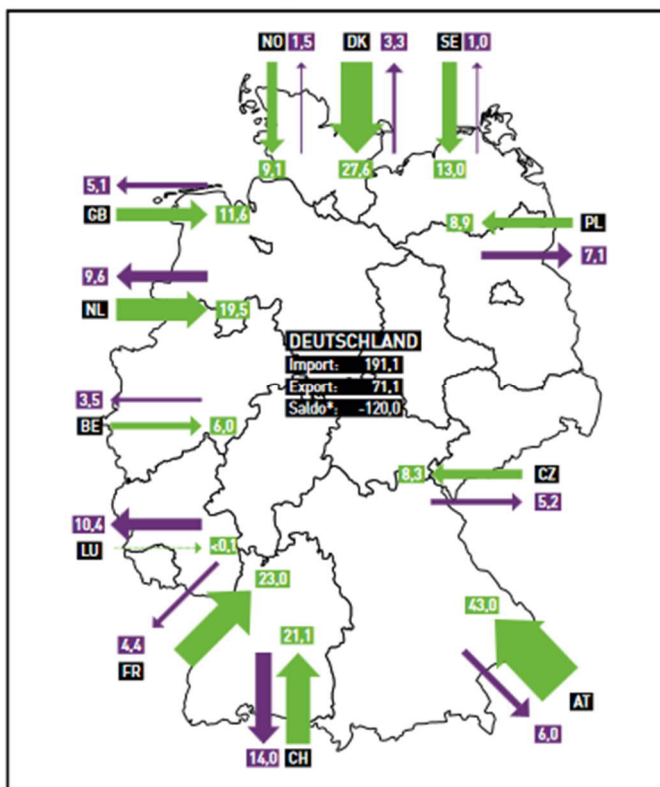
großen Einfluss auf den Umfang des Netzausbaus. Der Szenariorahmen erfüllt somit weder die Anforderungen der Klimaschutzziele und der EE-Ausbauziele, die durch das Verfassungsgerichtsurteil und das Klimaschutzgesetz 2021 vorgegeben sind, noch gewährleistet er die geforderte Versorgungssicherheit.

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 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 wurden¹⁷, 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, 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 fluktuierenden Wind- und PV-Stroms verbunden mit KWK-Anlagen mit Wärmespeichern erfordern würde. Diese ist höchstwahrscheinlich deutlich preiswerter.

¹⁷<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>

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.¹⁸ 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. Offshore-Stromerzeugung)¹⁹ – dies zeigt aber, dass die Kosten des Endprodukts der Energielieferung etwa in gleicher Größenordnung liegt wie Offshore-Windenergie plus HGÜ-Leitungsübertragung²⁰. 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 werden²¹ 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 generierte²². Dies zeigt, dass die ÜNB solche Optionen haben, aber nicht anwenden, zu Lasten der Umwelt und den Stromkosten der Verbraucher.

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

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

20 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)

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

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

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, 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 rechnen²³ Die Gesamtkosten des Netzaus- und Umbaus auf allen Ebenen wird 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 Folgen²⁴.

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 (bspw. mehr Onshore Wind statt Offshore Wind, Wasserstofftransport statt Stromtransport, Integration mit der Gasnetzplanung, Integration mit Verteilnetzausbau) einbezieht, fand allerdings bisher nicht statt und ist derzeit nicht erwartbar. Die reale 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. 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

²³https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9262_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_Ergebnisbericht.pdf (S. 32)

²⁴Eine 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.

wäre. Es ist klar, dass allein ein solcher Ansatz einen völlig anderen Netzentwicklungsplan ergeben 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 zufriedenstellenden 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 wurden²⁵.

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 nicht beachtet. 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 herausstellen²⁶.

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 eingegangen²⁷. 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.

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.

²⁵ https://www.transparenz-stromnetze.de/fileadmin/downloads/Oeko-Institut_2018_Transparenz_Stromnetze.pdf, dort v.a Kapitel 2.4, S. 30 ff

²⁶ Zur näheren Begründung siehe: http://www.jarass.com/Energie/B/EU-Vorgaben,_v3.031.pdf

²⁷ https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/energiewende/energiewende_nep2_pruefung_bnetza_2035_stellungnahme.pdf - (dort ab Seite 5).

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“²⁸ 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 herstellen²⁹. Dies kann bei entsprechender Verbindung mit dem Betrieb der Verteilnetze zu erheblichen Minderungen im überregionalen Stromtransport führen³⁰. 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 wurde³¹. Vermiedene Ausbaurückstellungen 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 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.

28Wir 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

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

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

31 <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/>

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. € Kosten³² 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.

11. Zusammenfassung:

Der BUND sieht Bedarf einer deutlichen 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-

32 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.

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 netz- und systemdienlichen Betrieb von Erzeugungsanlagen als auch die Stromverbraucher 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 Betrieb wirtschaftliche Vorteile erhält, die den gesparten Kosten des Netzausbaus entsprechen.

Die Stellungnahme kann veröffentlicht werden.

Autor:

Dr. Werner Neumann
Sprecher des Arbeitskreises Energie
im Wissenschaftlichen Beirat des BUND
werner.neumann@bund.net

Kontakt:

Caroline Gebauer
Leiterin Energie- und nationale Klimapolitik

Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND)
Friends of the Earth Germany
Kaiserin-Augusta-Allee 5, 10553 Berlin
Fon: + 49 30 275 86-494
Mail: Caroline.Gebauer@bund.net

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.

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

Anlage 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 (BBPIG) 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 Umwelteingriffe 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 zusenden³³.

Die Studie wurde in Auftrag gegeben vom „Initiativkreis Netzentwicklungsplan 2030“: Rechtsanwalt W. Baumann, Würzburg, N-ERGIE Aktiengesellschaft, Nürnberg, BUND Naturschutz in Bayern e.V., Bundesverband Bürgerinitiativen gegen Südlink, ABSOT/Südostlink, BI A7 Stromtrasse NEIN e.V., BI Bergheimfeld, 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

³³www.jarass.com/Energie/A/ueberdimensionierter_Netzausbau_behindert_die_Energiewende/NEP_2030_Buch_v2.32_Internet.pdf

werden. Einige Studien weisen daraufhin (z.B. „Transparenz Stromnetze“ des Öko-Instituts³⁴ 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

Antje von Broock

Bundesgeschäftsführerin Politik & Kommunikation

³⁴ www.transparenz-stromnetze.de/fileadmin/downloads/Schlussfolgerungen_Stakeholder.pdf,

Anlage 3: Stellungnahmen zum Bundesbedarfsplan 2020

Überdimensionierten Bundesbedarfsplan 2020 überarbeiten – Alternativen entwickeln!

Stellungnahmen von Prof. Dr. Claudia Kemfert, Prof. Dr. Christian v. Hirschhausen, Prof. Dr. Lorenz J. Jarass, Prof. Dr. Uwe Leprich, Prof. Dr. Bernd Hirschl, Prof. Dr. Michael Sterner, Dr. René Mono, Dr. Axel Berg, Olaf Bandt/Dr. Werner Neumann

Prof. Dr. Claudia Kemfert (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin), und Hertie School of Government): „Fossile abregeln, nicht die Erneuerbaren“

„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 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.“

Prof. Dr. Christian von Hirschhausen (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.“

Prof. Dr. Lorenz J. Jarass, 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 (Dunkelflauten) hingegen ist auch laut Bundesnetzagentur typischerweise kein Netz-ausbau 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.“

Prof. Dr. Uwe Leprich - 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 Traumtänzerie 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 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.

Prof. Dr. Bernd Hirschl, 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“.

Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner, 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 Stromnetzinfrastruktur 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.“

René Mono, 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 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."

Dr. Axel Berg, 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.“

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