



Stellungnahme des BUND zum Zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2030 – Version 2017 sowie zum Entwurf des Umweltberichts der Bundesnetzagentur

Der Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND) nimmt hiermit Stellung zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2030 und zum Entwurf des Umweltberichts der Bundesnetzagentur und macht Verbesserungsvorschläge.

Wir stimmen der Veröffentlichung unserer Stellungnahme zu.

Zusammenfassung

Der BUND lehnt den 2. Entwurf des NEP 2030 sowie den Umweltbericht ab.

Wesentliche Gründe sind:

- Die Möglichkeiten zur deutlichen Reduzierung des Netzausbaubedarfs durch Anwendung dezentraler und regionaler Konzepte wurden nicht berücksichtigt.
- Die Berechnung der Kraft-Wärme-Kopplung insbesondere bei Kohlekraftwerken ist weiterhin intransparent und fehlerhaft
- Das Kriterium zur Erforderlichkeit von Leitungen ist intransparent und willkürlich und nicht an der Minimierung des Netzausbaus orientiert
- Netzausbau, der wesentlich dem Stromtransit dient, wurde nicht einer übergreifenden EU-weiten Strategischen Umweltprüfung unterzogen.
- Der NEP ist nicht an den aktuellen Erfordernissen des Klimaschutzes ausgerichtet.
- Die Auswirkungen elektromagnetischer Felder wurde in der Umweltprüfung ignoriert

1. Einleitung

Der BUND hat seit Beginn der Konsultationsverfahren zum Netzentwicklungsplan jeweils Stellung genommen und zahlreiche Vorschläge eingebracht. Wir müssen allerdings – wiederum – feststellen, dass unsere Vorschläge und Forderungen, die auch von anderen Organisationen, Privatpersonen, Kommunen etc. vorgebracht wurden, praktisch nicht in die Netzentwicklungsplanung aufgenommen wurden. Grundlegende Fehlansätze bleiben weiterhin bestehen. Auf diese gehen wir in diesem Schreiben näher ein.

Darüber hinaus verweisen wir auch auf unsere bisherigen Stellungnahmen:

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

2. Mangelnde Transparenz des NEP-Entwurfs

Zum Entwurf des Netzentwicklungsplans erheben wir folgende konkrete auf den Entwurf bezogene Einwände und Forderungen:

Wie schon bei früheren NEP-Entwürfen mangelt es an der erforderlichen Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Vorlage des NEP 2030. Zum verwendeten Simulationsprogramm („BID3“ von der Firma Pöyry) gibt es keine nachvollziehbare Beschreibung der Arbeitsweise. Die Darstellung der Eigenschaften dieses Programms¹ ist jedoch nur eine Art Werbepäsentation über die prinzipiellen Eigenschaften des Programms, aber nicht mit welcher Methodik, welchen Rechenansätzen und Bedingungen der Netzentwicklungsplan berechnet wird. Auch die vertiefenden Ausführungen zum Kapitel 2 des NEP schaffen nicht die erforderliche Transparenz. Insgesamt ist festzustellen, dass es keinerlei öffentliche Beteiligung oder Information über die Methodik der Berechnung gibt. Im Projekt „Erhöhung der Transparenz über den Bedarf zum Ausbau der Strom-Übertragungsnetze“, durchgeführt durch das Öko-Institut e.V., an dem der BUND als Stakeholder beteiligt ist, hat sich gezeigt, dass es eines erheblichen Aufwandes sowohl der Modellierung als auch der jeweiligen Berechnung bedarf, um zunächst den NEP der Übertragungsnetzbetreiber nachzuvollziehen und sodann Variationen und andere Modellansätze durchzuführen.

Hierbei hat sich auch gezeigt, dass die Beschaffung der dem NEP zugrundeliegenden Datensätze zu Stromleitungen, Kraftwerken und Stromverbräuchen nicht einfach ist. Es ist nicht ersichtlich geworden inwieweit die Bundesnetzagentur eine über eine allgemeine Plausibilität hinausgehende Prüfung der Validität der Daten, auf deren Grundlage die Übertragungsnetzbetreiber ihre Netzplanung berechnen, durchführt. In Einzelfällen wurden auch konkrete Fehler in den Daten gefunden.

3. Regionalität mit dezentralem Ausgleich ansetzen – alternative Netzplanung umsetzen

Es ist in dem Forschungsprojekt des Öko-Instituts gelungen, zunächst die Netzentwicklungsplanung im Rahmen der gegebenen Daten und eines Marktmodells, das auf der Vorstellung der sog. „Kupferplatte“ also eines in jeglicher Hinsicht freien Stromflusses aufbaut, nachzuvollziehen. Ebenso konnten in dem Projekt auch diverse Szenarien berechnet werden – eine Möglichkeit, die weiterhin der Öffentlichkeit weder durch die ÜNB noch die BNetzA geboten wird.

Der NEP 2030 bleibt hingegen wie auch die Vorläuferversionen (auf denen der Bundesbedarfsplan beruht) einer fachlichen und öffentlichen Beurteilung entzogen. Seit einigen Jahren werden immer mehr Fachstudien vorgelegt, die auf eine andere Organisation des Strommarktes und des Stromnetzbetriebs abzielen. Hierzu zählt nicht nur die VDE-Studie zum „zellularen Ansatz“, die zeigt, dass ein rein auf eine 100%ige Versorgung aus erneuerbaren Energien neu ausgelegtes Stromnetz eine deutlich andere Struktur und Umfang als die bisherigen Netzentwicklungspläne aufweisen kann. Ebenso zeigt die VDE-Studie „Regionale Flexibilitätsmärkte“, dass mit solchen regionalen Ausgleichsmechanismen und flexibel aufeinander abgestimmten Betrieb von Einspeisungen bzw. Demand Side Management ein deutlicher Abbau von Engpässen, Kappung von Spitzen und Minderung des Netzausbaus erfolgen kann.²

Besonders hat die Studie der FAU Erlangen, Prognos AG gezeigt, dass eine dezentrale Organisation von Strommärkten in Zellen mit verschiedenen Stromknotenpreisen, dem gezielten Einsatz von KWK-Anlagen zu einer immensen Senkung des Stromnetzausbaus, bis zum vollständigen Verzicht auf neue HGÜ-

¹ <http://www.netzentwicklungsplan.de/ZU7>

² <https://www.vde.com/de/etg/publikationen/studien/vde-studieregionaleflexibilitaetsmaerkte>

Leitungen führen kann und dies zudem ohne hohe Kostensteigerungen bzw. sogar Minderungen der Gesamtkosten im System³.

Der NEP-Entwurf hingegen generiert aufgrund der Vorgabe, dass zwischen den Einspeisungen und dem Transportbedarf keinerlei Optimierung und Koordination erfolgt, dass bei nur zeitweiligen Engpässen dem mit dem Vorschlag weiterer neuer Leitungen gefolgt wird. Entsprechend steigt der Ausbaubedarf in Leitungslängen und in Kosten mit über 30 Mrd. € immer weiter an. Alternativen, die den Ausbaubedarf und die Kosten mindern, werden nicht oder unzureichend verfolgt.

Hierbei ergibt sich auch eine Ungleichgewichtigkeit der Optionen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Aufgabe einen „freien“ Netzplan vorzulegen. Zugleich wird ihnen gesetzlich zugesichert, dass – nach weiteren Prüfungen und Planungsverfahren – für die folgenden Leitungsvorhaben ihnen eine Eigenkapitalrendite von 9 %, künftig 6,9% zusteht.

Diese Regelung stellt zugleich eine grundlegende Diskriminierung sämtlicher Anbieter anderer technischer Lösungen zur Sicherstellung der Stromversorgung dar. Sämtliche Alternativen, sei es auf der Verteilnetzebene, sei es durch regional betriebene Bilanzkreise, regionale Flexibilitätsmärkte, regionale Stromanbieter, virtuelle Kraftwerke, Integration mit Energietransport mittels Power-to-Gas, flexibel betriebene KWK-Anlagen, werden sämtlich aus der Netzentwicklungsplanung ausgeblendet. Die potentiellen Investoren in diese Techniken erhalten keine gesetzliche gesicherte Eigenkapitalrendite. Bezogen auf den Zweck, nicht den Betrieb von Stromnetzen, was nur eines von vielen Mitteln ist, sondern für eine sichere stabile Stromversorgung wäre es erforderlich, ebenso andere dem Ziel dienenden Techniken die Möglichkeit zu geben, ihren Beitrag zur Erreichung dieses Ziels zu leisten und dies mit gleichen Rahmenbedingungen wie den Übertragungsnetzbetreibern. Um eine valide Strategische Umweltprüfung durchführen zu können, ist eine umfassende Berücksichtigung von Umweltwirkungen erforderlich und eine Darlegung ausreichender und vielfältiger Alternativen die geringere Auswirkungen haben, als der Strommarktbetrieb gemäß dem Szenariorahmen mit Kohlekraftwerken, denen keine Schadenskosten zugeordnet werden.

In Bezug auf die Nicht-Berücksichtigung dieser vielfältigen Optionen, die Ignorierung seit Jahren vorgetragener Vorschläge und Forderungen sowie zahlreicher wissenschaftlicher Studien und technischer Möglichkeiten wirkt der Netzentwicklungsplan 2030 antiquiert und überzogen.

Ergebnisse des Projektes „Projekt „Erhöhung der Transparenz über den Bedarf zum Ausbau der Strom-Übertragungsnetze“ bestätigen BUND-Forderungen

Kernpunkt ist, dass es im Rahmen des Forschungsprojektes des Öko-Instituts erstmalig möglich war, auch andere Ansätze von Marktmodellen zu berechnen. Hierzu zählt insbesondere das „Dezentrale Szenario“, das im Projekt auch mit verschiedenen Varianten berechnet wurde. Hierbei wurden einzelne Regionen in Deutschland um Netzknoten definiert innerhalb derer in einem ersten Simulationsschritt eine Optimierung und ein Ausgleich der in diesen Netzregionen erfolgenden Stromeinspeisungen sowie des Stromverbrauchs erfolgte. Dies bildet die Möglichkeiten der Verteilnetze ab. Erst in folgenden Berechnungsschritten wurde berechnet, welcher darüber hinausgehende überregionale Stromtransport (im Übertragungsnetz) erforderlich war.

Zudem erfolgte eine Berechnung in der Weise, dass nicht sogleich ein bundesweit flächendeckender Stromnetzausbau generiert wurde, sondern iterativ (schrittweise) ausgehend vom Startnetz der heute bestehenden bzw. schon im Bau befindlichen Leitungen eine Leitung nach der anderen hinzugefügt wurde.

³ Peter, Grimm, Zöttl et al., Dezentralität und zellulare Optimierung – Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf, https://www.fau.de/files/2016/10/Energiestudie_Studie.pdf

Hierbei erfolgte die Auswahl dieser (Zusatz-) Leitungen nach der Rangfolge inwieweit mit welcher Leitung eine möglichst hohe Senkung der Netzengpässe verbunden ist.

Es wurden damit die Ziele und Kriterien, die der BUND in allen seinen Stellungnahmen zur Netzentwicklungsplanung seit sechs Jahren vorträgt nunmehr erstmalig auf unabhängige und transparente Weise in einer Simulation der Netzplanung umgesetzt.

Hierbei wurde im Rahmen des Forschungsprojektes durch das Öko-Institut sowie die mitwirkenden Stakeholder-Organisationen festgestellt:

„Bei der Ausgestaltung einer dezentral optimierten Energiewende kann durch einen hohen Anteil an lastnah erzeugter Windkraft die Residuallast besser gedeckt werden, hierdurch ergeben sich jedoch hohe Konzentrationen dieser Anlagen in den Regionen der Lastschwerpunkte.

Es gibt Anzeichen dafür, dass eine dezentral optimierte Energiewende in Verbindung mit einem Kohleausstieg und hohen Anteilen an lastnah zugebauten EE-Kapazitäten zu einem deutlich geringeren Bedarf zum Ausbau der Übertragungsnetze führt als das NEP Szenario B 2030.“

Dezentralität des Stromsystemdesigns dient hierbei nicht nur der Minimierung von Stromflüssen, sondern erhöht die Versorgungssicherheit im Falle von größeren Ausfällen, da dann nicht das gesamte Netz, sondern nur eine oder wenige Regionen betroffen sind. Zudem werden Stromverluste reduziert und es können der regionalen Wertschöpfung dienende ökonomische Prozesse umgesetzt werden.

Im Ergebnis, dass in Kürze im Endbericht des Forschungsprojektes dokumentiert wird, zeigt sich, dass klare Hinweise gegeben sind, dass andere Strommarktmodelle und andere Stromnetzplanungen zu einem deutlich verminderten Stromnetzausbau führen⁴. Dies bedeutet, dass damit auch eine Minimierung der volkswirtschaftlichen Kosten des Netzausbaus als auch der mit diesem verbunden Eingriffe in Natur und Landschaft erreicht werden kann.

Der BUND hatte sich immer dafür ausgesprochen, dass für das Ziel einer 100%igen Versorgung mit erneuerbaren Energien, der hierfür erforderlich Netzausbau und –umbau erfolgt. Der Netzausbaubedarf im NEP 2030 erweist sich nunmehr als deutlich überzogen und überdimensioniert. Eine deutliche Minderung des Netzausbaus, wenn dezentrale Modelle zum Zuge kommen wie sie auch in den Studien von Grimm et al./Prognos AG sowie dem „zellularen Ansatz“ und dem Regioflexmodell des VDE angesetzt werden, ist möglich.

Nunmehr ist hingegen klar, dass ein dezentral basierter Ansatz des Strommarktes nicht nur möglich ist, sondern zudem deutliche Senkung des Netzausbaus und dessen Kosten und Auswirkungen bedingen kann.

Dies zeigt, dass die BNetzA ihrer Aufgabe, machbare Alternativen im Rahmen der Strategischen UVP (SUP) selbst durchzuführen, oder diese Aufgabe den ÜNB zuzuweisen, nicht nachgekommen ist. Der Hinweis, dass das EnWG eine solche Möglichkeit anderer Strommärkte nicht zulassen würde, gilt für die Netzentwicklungsplanung nicht, denn hierbei geht es um die Prüfung machbarer und sinnvoller Alternativen – wenn diese sich als günstiger erweisen, wie in diesem Fall, ist es dann Aufgabe der BNetzA den vorgelegten Netzausbauplan zurückzuweisen sowie dem Gesetzgeber und der Öffentlichkeit mitzuteilen, dass eine andere Netzplanung mit weniger neuen Leitungen ausreichend sein kann.

⁴ Konkret konnte in einem Simulationslauf der erforderliche Netzausbau schon mit ca. 30 anstelle von ansonsten 143 gemäß NEP 2030 erforderlichen neuen Leitungen erreicht werden.

4. Immense Ausweitung der Netzplanungen und Kosten gegenüber dem NEP 2025

Im Rahmen des Projektes zeigte sich auch, dass das bestehende Übertragungsnetz sowie das Netz mit Ausbaumaßnahmen im Großen und Ganzen relativ wenig ausgelastet ist. Die insgesamt durchschnittliche Auslastung liegt bei 10-15 % der Spitzenkapazitäten. Nur in wenigen 10-100 Stunden sind manche Leitungen über 20 % ausgelastet.

Das erforderliche „n-1“ Kriterium, dass andere Leitungen den Übertragungsbedarf bei Ausfall einer Leitung übernehmen, ist dabei gewahrt. Es wäre auch noch bei Auslastungen bis zu 30-50 % eingehalten (wenn 2 oder 3 Leitungen betrachtet werden, die sich gegenseitig entlasten können, bei Ausfall einer Leitung).

Vielmehr haben aber ÜNB und BNetzA das Kriterium der „Erforderlichkeit“ so angesetzt, dass eine Leitung als erforderlich angesehen wird, wenn diese in mindestens einer Stunde des Jahres zu über 20 % ausgelastet wird – im Rahmen der Simulation.

Der BUND hatte im Rahmen seiner Stellungnahme zum 1. Entwurf des NEP 2030 gefordert, dieses 20 %-Kriterium klarer zu begründen und eine Netzausbauplanung mit einem Kriterium von 30 % erforderlicher Auslastung für die Erforderlichkeit durchzuführen. Diesem Anliegen sind weder die ÜNB noch die BNetzA nachgekommen.

Der Wert von 20% erscheint als recht niedrig. Er wird damit begründet, dass bei einer max. Auslastung unter diesem Wert auch das (110 kV-) Hochspannungsnetz (Verteilnetz) die Transportaufgabe übernehmen könne. Seit Beginn der Aufstellung von Netzentwicklungsplänen erfolgt dies nur für die Höchstspannungsebene, die Hochspannungsebene wird komplett ausgeblendet. Dabei wurden zwischenzeitlich verschiedene Studien zur Optimierung und Verstärkung der Verteilernetzebene durchgeführt (dena-Verteilnetzstudie⁵, Energynautics et al, Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz ⁶, Verteilnetzstudie NRW⁷) Neben dem ohnehin durch den in den Regionen verteilten Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, neben dem ohnehin bestehenden Netzsanierungsbedarf, zeigen diese Studien jedoch auf, dass ein gezielter Ausbau der Verteilernetzebene zu einem Minderbedarf des Ausbaus der Höchstspannungsebene führen kann. Vorteilhaft ist zudem, dass eine Netzverstärkung bzw. Ausbau auf Verteilernetzebene meist mit geringeren Umweltauswirkungen erfolgen kann, insbesondere sind 110 kV-Kabel relativ einfach als Erdkabel zu verlegen (Einpflügen statt 30-40m breite Schneisen bei 380 kV HGÜ-Kabeln)

Ebenso besteht die Möglichkeit bestehende Verteilnetze mittels Hochtemperaturseilen und Temperaturmonitoring deutlich in ihrer Kapazität auszuweiten und zwar von 2 * 140 MW auf 2* 432 MW⁸.

Das „20 %-Kriterium“ unterstellt, dass z.B. eine 380 kV-Leitung mit 2 * 700 MW nicht erforderlich ist, wenn deren Transportleistung durch eine Hochspannungsleitung von 2 * 140 MW übernommen werden kann. Wenn nun aber das Hochspannungsnetz regional optimiert werden kann und zudem mit Hochtemperatur- Seilen und Temperatur-Monitoring deutlich mehr ausgelastet werden kann (in Spitzenzeiten), dann müsste das Kriterium der Erforderlichkeit auf mindestens den Wert von 30-40% erhöht werden. Es ist zu erwarten, dass bei dieser Integration der Netzplanung unter Einbeziehung der Hochspannungsebene ein deutlich geringerer Ausbaubedarf der Höchstspannungsebene resultiert. Wir gehen davon aus, dass zahlreiche Ausbaumaßnahmen schon bei einer Erhöhung des Erforderlichkeitskriteriums auf 30% wegfallen könnten. Berechnungen im Rahmen des „Transparenz“-

⁵ <https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/dena-verteilnetzstudie/>

⁶ https://mwkel.rlp.de/fileadmin/mwkel/Abteilung_6/Energie/Verteilnetzstudie_RLP.pdf

⁷ https://www.land.nrw/sites/default/files/asset/document/nrw-vns_abschlussbericht.pdf

⁸ Vgl., Jarass, Integration von erneuerbarem Strom Kap. 7.2.2.

Projektes des Öko-Instituts zeigen, dass das gesamte AC-Netz im Mittel maximal nur zu ca. 20% ausgelastet ist. Der Netzausbau ist daher vor allem durch Spitzenbelastungen getrieben, z.B. wenn Kohlekraftwerke „marktgetrieben“ eine Grundlast darstellen, KWK-Anlagen als „must-run“ betrieben werden und dann noch starke Einspeisungen aus Windenergie und zudem Stromtransite hinzukommen. Es gilt daher, diesen Engpasslagen nicht nur durch weiteren Netzausbau zu begegnen, sondern durch Flexibilitäten sowie durch Teilverlagerung auf die Hochspannungsebene den Höchstspannungs-netzausbau zu mindern.

Der BUND fordert daher eine Netzentwicklungsplanung, die die Hochspannungs-/Verteilnetz-Ebene einbezieht, da diese zu einem geringeren Netzausbau bzw. einem Netzausbau auf geringeren Spannungsebenen mit geringeren Umweltauswirkungen führt. Diese integrierte Planung ist ohnehin zur Darlegung machbarer und sinnvoller Alternativen im Sinne der Strategischen Umweltprüfung erforderlich.

Wie groß dieser Effekt sein kann, zeigt sich, dass die BNetzA immerhin mit 2400 km einen Anteil von 27% der von den ÜNB beantragten neuen Leitungslänge und 43% der Leitungsprojekte (70 von 160) als nicht bestätigungsfähig ansieht.

Auch die HGÜ-Leitungen werden nur „vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse“ durch die BNetzA als „bestätigungsfähig“ eingestuft. Diese bedeutet also, dass für die HGÜ Verbindungen keine zwingende Notwendigkeit besteht. Ein Hinweis, welche weiteren Erkenntnisse dies sein können, oder müssten, fehlt jedoch im vorläufigen Prüfbericht der BNetzA.

Es sei darauf verwiesen, dass die HGÜ-Leitungen aufgrund ihrer Regelbarkeit einen anderen Charakter in der Netzplanung hinsichtlich des n-1 Prinzips aufweisen. Daher hatte die BNetzA auch in einem Schreiben an den BUND bestätigt, dass bei Ausfall einer oder mehrerer HGÜ-Leitungen das parallel betriebene Wechselstromnetz die gesamte Übertragungsaufgabe leisten muss. Die HGÜ-Leitungen haben daher eher den Status einer Zusatz- /"add-on"-Leitung, die durchaus eine entlastende Funktion sowie eine Steuerungsfunktion im Stromnetz hat, aber nicht zwingend erforderlich ist. Daher ist es auch erforderlich, die Zusatzkosten für die HGÜ-Leitungen und insbesondere die Erdkabel-HGÜ-Verbindungen mit recht hohen Kosten auch nur diesem Stromtransport über diese Leitungen zuzurechnen und nicht in den Gesamtkosten nivellierend zu verteilen. Wenn also die Notwendigkeit der HGÜ-Leitungen dem Abtransport von Windstrom aus dem Norden zugeschrieben wird, müssen diesem Stromtransport auch spezifische Kosten von bis zu 10 ct/kWh zugeschrieben werden und was mit den relativ geringeren Erzeugungskosten von Windstrom im Norden und einer Windstromerzeugung im Süden ohne diese HGÜ-Transportkosten verglichen werden muss⁹. Auch in diesem Aspekt vermisst man eine prüfende Arbeit der BNetzA, die nicht nur einen volkswirtschaftlichen Vergleich, sondern auch einen Vergleich der Umweltwirkungen in der SUP durchführen müsste, wenn der Bau der HGÜ-Leitungen durch eine andere regionale Verteilung der Stromerzeugung aus Windenergie nicht erforderlich ist. Aktuelle Studien zeigen auf, dass die Gesamtkosten der Stromversorgung sich zwischen zentralen und dezentralen Ansätzen nur um wenige Prozentpunkte, mithin im Rahmen der Genauigkeit der Modelle, unterscheiden. ¹⁰Die Umweltwirkungen sind jedoch bei dezentralen Ansätzen und Minimierung des Leitungsbaus deutlich geringer.

5. Fehlerhafte, inkonsistente und intransparente Modellierung der Kraft-Wärme-Kopplung

Der BUND hatte im Rahmen früherer Stellungnahmen wiederholt darauf hingewiesen, dass die Ansätze zur Modellierung der KWK nicht stichhaltig und fehlerhaft sind. So wurde z.B. im NEP 2024 eine sehr hohe

⁹ Z.B. bei Kosten einer Südlink-Leitung von 10 Mrd. €, einer Annuität von 10 %, einem Stromtransport von 10 TWh im Jahr.

¹⁰ Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu – Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, im Auftrag des BMWI, Mai 2017 -

Stromerzeugung „aus KWK“ aus Braunkohle und Steinkohle von zusammen 64 TWh angesetzt, ca. 10 % der gesamten Bruttostromerzeugung, während für diesen Zeitraum allenfalls von zusammen 15 TWh KWK Strom ausgegangen werden kann. Im Jahr beträgt der KWK-Strom aus Kohlekraftwerken ca. 20 TWh. Dieser Fehler war auch durch Bezug auf die Statistiken der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen nachweisbar. Kern des Fehlers war, für einige Kohlekraftwerke, die über eine KWK-Wärmeauskopplung verfügen, den gesamten Strom als KWK-Strom zu deklarieren und als sog. „must-run“-Stromerzeugung in die Modellierung eingehen zu lassen.

Nunmehr wurden für den KWK-Strom aus Kohle zwischen 20 TWh (B 2035) und über 40 TWh (A 2030) angesetzt. Es kann aber nicht sein, zumal auch bis zum Jahr 2030/2035 Kohlekraftwerke abgeschaltet oder – mit KWK – auf Erdgas umgestellt werden dürften, dass der im NEP 2030 Entwurf angesetzte KWK-Strom aus Kohle deutlich höher ist als der derzeitige Stand im Jahr 2016. Damit ist die KWK-Berechnung offensichtlich auf einer falschen Grundlage erfolgt. Entgegen dem Hinweis in der Stellungnahme des BUND vom März 2017 zum 1. Entwurf des NEP 2030 sowie früherer Stellungnahmen des BUND zu vorhergehenden NEP-Entwürfen wurde dies immer noch nicht korrigiert.

Mehr noch: Die ÜNB stellen selbst fest (NEP 2030, 2.E, S. 80):

Bei Braunkohlekraftwerken kann nicht eindeutig bilanziert werden, welcher Anteil des im Zwangseinsatz produzierten Stroms gleichzeitig KWK-Strom ist. Daher wird für die Bilanzierung angenommen, dass der von Kraftwerken mit KWK-Auskopplung im Zwangseinsatz produzierte Strom vollständig als KWK-Strom bilanziert werden kann (braun schraffierte Darstellung in Abbildung 29).

Dies bedeutet, dass – weiterhin – in der Netzentwicklungsplanung nicht zwischen aufgrund von Wärmebedarf erforderlicher KWK-Stromerzeugung und nicht unbedingt erforderlicher Kondensationsstromerzeugung in diesen Kraftwerken unterschieden werden kann. Noch nicht einmal der Hinweis auf einen Versuch, durch Datenerhebung bei den Betreibern dieser Kraftwerke, das Problem zu lösen, ist erkennbar.

Der Fehler liegt zum einen in mangelhaften Daten und einer unklaren Aufteilung der Anteile zwischen KWK- und nicht-KWK Strom aus den gleichen Anlagen. Mehr noch wird im Szenario C 2030 ein Großteil der KWK-Stromerzeugung als „große KWK-Anlagen Menge unbekannt“ bezeichnet, während die ÜNB bei allen anderen Anlagen diese als bekannt und belastbar ansehen. Zudem wird die KWK-Stromerzeugung im Rahmen des Strommodells der ÜNB nur als unflexibel angesehen, während die Entwicklung schon jetzt darin geht, KWK-Anlagen –neue wie bestehende – mit Wärmespeichern zu versehen, so dass diese im Ausgleich und wechselseitig sich ergänzend zur Stromerzeugung v. a. aus Windenergie betrieben werden können. Gerade ein solcher Ansatz würde auch den Übertragungsnetzbedarf mindern, anstelle eines Ansatzes, dass man für unabhängig voneinander betriebene Kapazitäten einen überdimensionierten Netzausbaubedarf generiert. Es wird nur angesetzt, dass eine KWK-Anlage bei niedrigen Strompreisen heruntergefahren wird und die Wärme durch Heizkessel bereitgestellt wird, was Zusatzkosten bedingt – ein Einsatz von Wärmespeichern ist nicht modelliert worden.

Die Beschreibung der Flexibilisierung der Kraftwerks-Einsatzbedingungen (Kap. 2 ausführliche Fassung) ist nicht nachvollziehbar. Es fehlen Angaben, welche KWK-Anlagen als „must-run“ unter welchen Bedingungen angesetzt werden und welche Anlagen welchen Wärmeabnahmebereichen und Wärmemengen zugeordnet werden. Eine Unterscheidung nach kommunalen Fernwärmenetzen und Industrie ist nicht ersichtlich. Gemäß der Erläuterung in Kap. 2.3.1. (ausf. Fassung) wird zum einen die Kategorie „KWK“ definiert. Diese ist aber nicht identisch mit der Klassifizierung „must-run“. Es kann sein, dass auch KWK-Anlagen „vom Strommarkt getrieben“ betrieben werden, dann muss dies aber kein KWK-Betrieb sein. Es scheint, dass hier ein Grund für die fehlerhaften Ergebnisse zu suchen ist, wenn KWK-

Anlagen nicht im KWK-Modus betrieben werden, dieser Strom jedoch als vorrangiger („must-run“) Strom im NEP behandelt und zudem fehlerhaft als KWK-Strom bezeichnet wird. Dieser Hinweis aus der BUND Stellungnahme zum 1. Entwurf des NEP 2030 wurde sowohl von den ÜNB als auch von der BNetzA nicht bearbeitet und ignoriert.

Das im Szenario C 2030 die KWK-Anlagen vollständig (bis auf kleine Anlagen) als flexibel angesetzt werden, ist im Grunde ein sinnvoller Ansatz. Es ist jedoch keinerlei Hinweis im NEP-Entwurf zu finden, wie z.B. ein solcher flexibler KWK-Betrieb (mit Wärmespeicher) im gegenseitigen Ausgleich zur Stromeinspeisung v. a. aus Windenergie betrieben wird. Kurz: ob und wie die Flexibilität der KWK im Markt wirkt und ob sie auch netzentlastend eingesetzt wird, ist nicht ersichtlich. Diese KWK-Strommenge von ca. 70 TWh (NEP-E S. 75) wird auch nicht näher auf bestimmte Energieträger zugeordnet. Als eine solche unbekannte Menge ist diese im Mengengerüst der Strommengen jedoch nicht aufzufinden. (Kap. 3 S. 67). Zieht man dort bei C 2030 die Strommenge für Erdgas (24 TWh) ab und ordnet dies dieser unbekanntem KWK-Menge zu, verbleiben 46 TWh KWK-Strom unbekannter Herkunft die aus Braun- und Steinkohle stammen müssten. Wie erwähnt, liegt die KWK-Strommenge aus Kohle derzeit nur bei ca. 20 TWh und dürfte im Jahr 2030 maximal mit 10-15 TWh anzusetzen sein. Die KWK-Modellierung für C 2030 ist daher in keiner Weise nachvollziehbar.

Der BUND fordert, dass nun die BNetzA ihre Aufgabe der Prüfung wahrnimmt. Die BNetzA stellt hierzu immerhin fest (vorl. Prüfungsergebnisse, S. 50)

Bezüglich des Stroms aus braunkohlebefeuerten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen geben die Übertragungsnetzbetreiber an, dass der Anteil des KWK-Stroms im Zwangseinsatz nicht eindeutig bilanziert werden kann und daher der gesamte Strom, der während des Zwangseinsatzes produziert wird, als KWK-Strom bilanziert wird.

Diese Vorgehensweise würde die enormen Zuwächse von KWK-Strom im Bereich der Kohleverstromung erklären, spiegelt aber aus Sicht der Bundesnetzagentur die tatsächlich KWK-bedingten Stromanteile aus kohlebefeuerten Anlagen bilanziell nicht richtig wider. Dieser Punkt ist seitens der Übertragungsnetzbetreiber zu klären.

Es zeigt sich, dass die Fragestellung einer korrekten Abbildung der KWK-Stromerzeugung nunmehr über mehrere Netzentwicklungspläne nicht fachlich ausreichend geklärt werden konnte. Allein dieser Aspekt reicht aus, den NEP 2030 – 2. Entwurf – nicht zu genehmigen und eine entsprechende transparente Überarbeitung und gesamte Neuberechnung einzufordern.

6. Stromtransite und Stromexporte

Wie schon in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen liegt im NEP 2030 ein sehr hoher Export und Import von Strom mit jeweils ca. 90-100 TWh sowie hierbei ein recht hoher Transit von Strom vor. In 95-99 % aller Stunden erfolgt ein Stromtransit durch Deutschland. Der Transit umfasst eine Strommenge von ca. 50 TWh bei einer Spitzenlast von 16-18 GW. Gemäß NEP sind dies Transite aus Skandinavien und Osteuropa (Polen) nach Südwesteuropa (Frankreich-Spanien/ Schweiz/Italien).

Der Transit von Strom durch Deutschland umfasst daher eine Kapazität die doppelt so hoch ist, wie die geplanten HGÜ-Leitungen; entsprechend wird im NEP die HGÜ Südlink (DC3 DC4) von 4 auf 8 GW ausgeweitet, eine weitere DC Verbindung mit 8 GW (DCX, DCY) vorgeschlagen und die anderen DC Leitungen mit weiteren Verbindungen nach Norwegen und Schweden versehen (DC 19 Güstrow-Isar), sowie weiterer Netzausbau vorgesehen um diese Leitungen mit dem Ausland zu verbinden.

Der Netzausbauplan folgt daher zu einem großen und immer mehr dominantem Anteil nicht mehr den Erfordernissen eines stabilen Netzbetriebs mit Übergang zu erneuerbaren Energien in Deutschland sondern setzt übergeordnete Pläne der europäischen Netzbetreiber ENTSO-E und der Pläne eines „E-highways“ durch ganz Europa um¹¹. Diese Vorgaben, quasi der Szenariorahmen im europäischen Maßstab ist allerdings im Netzentwicklungsplan 2030 in keiner Weise transparent dargelegt. Es fehlen Angaben zu den in den anderen Ländern unterstellten Kraftwerkskapazitäten und deren Betriebsweisen.

Deutschland ist als zentrales Land in Europa im Rahmen eines Binnenmarktes für Energie und demnach auch für Strom sicherlich als Transitland gefragt. Es kann jedoch nicht sein, dass eine Stromnetzplanung in Deutschland zu einem großen und wachsenden Anteil durch externe energiepolitische Entscheidungen wesentlich geprägt wird, ohne dass hierüber eine umfassende europäische Information, Diskussion und Beteiligung und auch eine europäisch orientierte Strategische Umweltverträglichkeitsprüfung (SUP) erfolgt. Dies betrifft insbesondere die Durchleitung von Kohlestrom aus Polen oder der Ausgleich von zeitweilig nicht verfügbarem französischem Atomstrom durch Importe aus Deutschland und dessen Nachbarländern. Es stellt sich konkret die Frage, welcher Netzausbau nur für die Energiewende in Deutschland erforderlich ist und welcher Netzausbau durch andere Entscheidungen und Rahmenbedingungen induziert ist. Allein hierfür fehlt im NEP 2030 die Information, z.B. durch eine Netzberechnung mit begrenzten oder gekappten Außenbeziehungen. Es muss ersichtlich sein, welche Vorteile und auch Entlastungen ein europäischer Verbund bietet, aber zugleich auch, welche zusätzlichen Belastungen mit neuen Stromleitungen durch Stromtransite zwischen Ländern durch Deutschland hindurch erfolgen, die in diesen Ländern nicht mit einer Energiewende hin zu erneuerbaren Energien verbunden sind.

Solange der NEP 2030 nicht eine hinreichend transparente Grundlage für Diskussionen und politische Entscheidungen bietet, und solange auch keine gesamteuropäische Beteiligung der Bevölkerung an einer Netzplanung verbunden mit Strategischer Umweltprüfung erfolgt, kann diese Netzplanung nicht akzeptiert werden. Sie kann auch im Kontext der Deutschen Energiewende nicht der vom Netzausbau betroffenen Bevölkerung vermittelt werden. Dies gilt umso mehr als diese Leitungen im Rahmen eines EU-Verfahrens sowie allein eigenständiger Entscheidungen von ENTSO-E als „project of common interest“ definiert werden, aber kein demokratisch basiertes Verfahren besteht, die dieses „gemeinsame Interesse“ mit Beteiligung der Öffentlichkeit zu definieren.

Der BUND hatte hierauf schon in seiner Stellungnahme zum NEP 2025 hingewiesen:

„Wenn aber Projekte in den NEP 2025 aufgenommen werden, die wesentlich oder alleinig dem Transit dienen, aber in Deutschland entsprechende Auswirkungen auf Umwelt, Natur, Gesundheit der Menschen haben, dann muss auch auf europäischer Ebene eine SUP erfolgen¹², bei der z.B. zu untersuchen wäre, ob Maßnahmen in anderen EU-Staaten und dortigen Stromnetzen den Ausbaubedarf in Deutschland reduzieren könnten.“

Der BUND regt an, dass im Nächsten NEP ein Szenario erstellt wird, der sich auf die Energiewende in Deutschland konzentriert.

¹¹ <http://www.e-highway2050.eu/e-highway2050/>

¹² Das Guidance Document „Streamlining environmental assessment procedures for energy infrastructure „Projects of Common Interest“ (PCI)“ verweist unter Abschnitt 2.2.2 darauf, dass für diese Projekte eine SUP innerhalb der Pläne und Programme der nationalen Transportnetzbetreiber durchzuführen ist. Der BUND betont hierzu, da die PCI aus Begründungen auf EU-Ebene entwickelt wurden, dann auch die Alternativen in einer SUP auf EU-Ebene zu prüfen mit einer Öffentlichkeitsbeteiligung gemäß der Aarhus-Concentration zu verbinden sind.

Ein hierüber hinaus zusätzlicher Netzausbau zugunsten von Stromtransiten und europaweitem Stromhandel durch Netze in Deutschland hindurch würde dann ein europäisch erweitertes Planungs- und Beteiligungsverfahren erfordern, das bislang jedoch nicht vorliegt.

7. Klimaschutzziele

Gemäß den Angaben der ÜNB erfüllt der NEP die im Szenariorahmen gesetzten Anforderungen an die dort getroffenen Klimaschutzziele, d.h. maximaler CO₂-Emissionen. Der BUND verweist auf seine Stellungnahme zum Szenariorahmen¹³, und dass nach den Beschlüssen von Paris und Marrakesch zum weltweiten Klimaschutz, die im NEP erfüllten Klimaschutzziele nicht mehr ausreichend sind.

8. Berücksichtigung des Strahlenschutzes in der Umweltprüfung ungenügend

Der BUND hatte auf dieses Thema schon in früheren Stellungnahmen hingewiesen. Der BUND fordert weiterhin, dass die Auswirkungen durch elektrische und magnetische Felder schon auf der Ebene der Netzentwicklungsplanung und zwar konkret im Umweltbericht behandelt werden. Wenn im Umweltbericht genau geographisch festliegenden Naturschutzgebiete berücksichtigt werden, als Bereiche, in denen keine Leitungen verlegt werden können, dann muss dies auch für Bereiche gelten, die einen Abstand von mind. 400 m um Wohngebiete aufweisen.

Das Bundesamt für Strahlenschutz hat nunmehr ebenfalls auf diesen Aspekt hingewiesen: Der Abstand müsse größer sein als die „Einwirkungsbereiche von Höchstspannungsfreileitungen“. Dies gelte für Gleich- wie Drehstrom mit bis zu 400 m und damit in Übereinstimmung mit dem EnLAG. Werde das von Anfang an eingehalten, entfalle später die aufwendige Einzelfallprüfung, so das Bundesamt für Strahlenschutz¹⁴.

Auch der BUND fordert, dass dem Vorsorgeprinzip Geltung verschafft wird und diese Mindestabstände schon im Rahmen des Umweltberichts und den dort erfolgenden Alternativenprüfungen angelegt werden. Der Verweis der BNetzA, dass man sich nur an die 26. BImSchV halte und die Frage der Auswirkungen der Felder erst im Rahmen der Planfeststellung berücksichtigt werden müssen, geht insofern fehl, dass gerade im Rahmen der SUP/UVP auch Vorsorgegesichtspunkte zumindest mit einer Datenerhebung, Darstellung und Bewertung einbezogen werden müssen und nicht einfach ignoriert werden können.

Tatsächlich ist die alleinige Einbeziehung dieser Fragestellung im Rahmen der nachfolgenden Bundesfachplanung/Raumordnungsplanung sowie Planfeststellung insofern „zu spät“, als dass auf der Ebene der Netzentwicklungsplanung auch andere sinnvolle Alternativen zu prüfen sind. Zu denen gehören aber auch solche, die durch dezentrale Stromkonzepte, Betrieb von flexiblen Stromerzeugern, Speichern usw. die den Netzausbau mindern können und die gerade keine Auswirkungen mit elektromagnetischen Feldern auf die Bevölkerung aufweisen. Ein Weglassen dieses Aspektes verhindert somit, dass Vorteile bestimmter Alternativen in diesem Aspekt gar nicht im Vergleich einbezogen werden. Damit ist die gesamte Umweltprüfung der BNetzA aufgrund systematischer Ignorierung der Fragestellung elektromagnetischer Felder der Leitungen hinfällig und wird daher abgelehnt.

Zudem hat das Bundesamt für Strahlenschutz ein Forschungsprojekt zur Auswirkungen elektromagnetischer Felder (EMF)¹⁵ gestartet, bei dem mögliche gesundheitliche Auswirkungen untersucht werden sollen, die gerade im Rahmen der bisherigen Grenzwertsetzungen (auf die sich die BNetzA bezieht)

¹³https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/energiewende/stromnetze/160316_bund_klima_energie_bundesnetzagentur_szenariorahmen_2030_stellungnahme.pdf

¹⁴ Siehe auch <http://www.vdi-nachrichten.com/Gesellschaft/Bislang-Mindestabstand>

¹⁵ http://www.bfs.de/DE/bfs/wissenschaft-forschung/bfs-forschungsprogramm/stromnetzausbau/netzausbau_node.html

bisher eben nicht berücksichtigt wurden. Auch wenn für bestimmte Wirkungen nur Hinweise und keine wissenschaftlichen Vollbeweise vorliegen, ist es geboten, das Vorsorgeprinzip anzuwenden. Das BfS verweist hierbei explizit auf noch bestehende Unklarheiten:

„Der in mehreren Studien beobachtete statistische Zusammenhang von Expositionen gegenüber niederfrequenten Magnetfeldern und Leukämien im Kindesalter derzeit nicht zufriedenstellend erklärt werden. Auch Hinweise auf einen Zusammenhang zwischen Expositionen gegenüber niederfrequenten Magnetfeldern und dem Auftreten von degenerativen Erkrankungen des Nervensystems (z.B. Amyotrophe Lateralsklerose/ALS, Alzheimer-Demenz) können derzeit nicht abschließend beurteilt werden. Bei den HGÜ-Freileitungen sind es vor allem Fragen zu einer erhöhten Wahrnehmung beziehungsweise Wahrnehmbarkeit elektrischer Felder und zu einer möglicherweise verstärkten Korona-Ionen-Wirkung, die mit dem derzeitigen wissenschaftlichen Kenntnisstand nicht zufriedenstellend beantwortet werden können.“

Dies zeigt, dass die BNetzA solche Hinweise nicht berücksichtigt und damit deren Umweltverträglichkeitsprüfung in einem wesentlichen Aspekt völlig unzureichend ist. Die BNetzA sowie das BMWI gehen damit auch das Risiko ein, dass bei Nachweis entsprechender Wirkungen spätere Leitungsplanungen und –genehmigungen nicht oder anders verlaufen müssen und die gesamte Netzplanung völlig neu aufgestellt werden muss. Der Hinweis des BfS, dass die Einbeziehung des Vorsorgeaspektes die spätere Einzelfallprüfung vereinfacht, wird leider von der BNetzA nicht aufgegriffen.

Weitere Informationen und bisherige Stellungnahmen des BUND unter:

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

Berlin, 16.10.2017

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

Kontakt: Thorben Becker
Leiter Atompolitik und Stromnetze
BUND für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND)
Am Köllnischen Park 1, 10179 Berlin
thorben.becker@bund.net

Die Stellungnahme wird vom BUND Naturschutz in Bayern mitgetragen:

Kontakt: Herbert Barthel
Referent für Energie und Klimaschutz
BUND Naturschutz in Bayern
Landesfachgeschäftsstelle
Bauernfeindstraße 23, 90471 Nürnberg
Herbert.Barthel@bund-naturschutz.de