

An die
Übertragungsnetzbetreiber
Netzentwicklungsplan Strom
Postfach 10 05 72
10565 Berlin

Landesverband Bayern
des Bundes für Umwelt-
und Naturschutz
Deutschland e.V.

Landesfachgeschäfts-
stelle Nürnberg
Bauernfeindstr. 23
90471 Nürnberg
Tel. 09 11/81 87 8-0
Fax 09 11/86 95 68

PER EMAIL konsultation@netzentwicklungsplan.de

Stellungnahme des BUND Naturschutz zum Netzentwicklungsplan 2025

Version 2025, 1. Entwurf

Der Naturschutz in Bayern e.V. (BN) erhebt folgende Einwendungen und Vorschläge zum Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2025, und bekräftigt und unterstützt die Stellungnahme des Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND).

Wir stimmen der Veröffentlichung unserer Stellungnahme zu.

1. Grundsatzposition des BUND Naturschutz zur Stromnetzentwicklung

Der BUND Naturschutz (BN) befürwortet einen Umbau der Stromnetze, welcher

nachweislich der Energiewende als Bürger-Energiewende dient mit dem Ziel einer effizienten Nutzung von 100 % erneuerbarer Energien auf lokaler und regionaler Ebene und

bei der Planung auf strategischer Ebene (zum Beispiel Energiekonzept Strom für Deutschland) wie in Einzelverfahren (zum Beispiel konkrete Trassen) eine umfassende strategische Umweltverträglichkeitsprüfung erfolgt und hierbei eine Abwägung von Alternativen in Hinblick auf die Auswirkungen im Naturschutz, Landschaftsschutz, Bodenschutz, Gewässerschutz, Raumordnung und Immissionsschutz (elektromagnetische Felder) mit breiter, transparenter Beteiligung der Öffentlichkeit erfolgt.

Wesentliche Forderungen für die Energiewende, die Veränderung des Strommarktes und den Stromnetzbau sind:

- Sofortiger Ausstieg aus der Atomenergie
- Priorität der Einsparung und effizienteren Nutzung von Strom
- Ausstieg aus der Verstromung von Kohle bis zum Jahr 2030
- Senkung der CO₂-Emissionen um mindestens 40 % bis zum Jahr 2020
- Ausbau der regionalen Stromerzeugung v. a. aus Windenergie, Photovoltaik und flexibler Kraft-Wärme-Kopplung, Nutzung von Biomasse (v.a. Abfall-Biomasse)
- Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) mit deren Flexibilisierung
- „Regionales Strommanagement“: Minimierung des überregionalen Stromtransports durch Schaffung eines Strommarktdesigns für den regionalen Ausgleich von fluktuierenden und flexibel steuerbaren Stromerzeugungen und –verbrauchern (KWK mit Wärmespeicher, Lastmanagement, „zellulärer Ansatz“)
- Aus- und Umbau der regionalen Verteilnetze durch Optimierung bei Bau und Betrieb (Förderung Eigenstromversorgung, regelbare Ortstransformatoren, ortsnahe Speicher)
- Wirtschaftlicher und physikalischer Vorrang für die Erzeugung, Einspeisung und Eigennutzung von Strom aus erneuerbaren Energien (Einspeisevorrang, ein neues Wälzungsmodell, BUND-Vorschlag zum Strommarktdesign¹)
- Umfassende Berücksichtigung von Natur-, Landschafts- und Umweltschutz und Gesundheits- und Immissionsschutz durch Minimierung des Netzausbaubedarfs und Optimierung von Trassenführungen auf allen Planungsebenen.

Der BN unterstützt die v.a. von Bürger*innen, Genossenschaften, Stadtwerken getragene dezentrale Energiewende vor Ort, setzt auf Senkung des Stromverbrauchs, gleichmäßigere Verteilung von Stromerzeugung aus Wind und Sonne in Deutschland und flexible Steuerung von stromerzeugenden Anlagen. Hierdurch kann der Ausbaubedarf des Stromnetzes um bis zum Vierfachen der derzeitigen Planung reduziert werden².

2. Ausschluss dezentral-regionaler Konzepte im gesamten Verfahren der Netzplanung

Der überregionale Aus- und Umbau der Stromtransportnetze muss sich an der Umsetzung der Energiewende vor Ort orientieren. Der BN fordert daher im Gegensatz zur allein auf das Höchstspannungsnetz beschränkten Netzentwicklung eine Stromnetzentwicklung „von unten“.

¹ BUND Stellungnahme zum Grünbuch Strommarktdesign.

http://www.bund.net/fileadmin/bundnet/pdfs/klima_und_energie/150306_bund_klimatenergie_gruenbuch_stellungnahme.pdf

² Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor, agora Energiewende, Berlin 2014,

[http://www.agora-](http://www.agora-energieeffizienz.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Energieeffizienz/Agora_ECF_RAP_Positive_Effekte_von_Energieeffizienz_DE_web.pdf)

[energieeffizienz.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Energieeffizienz/Agora_ECF_RAP_Positive_Effekte_von_Energieeffizienz_DE_web.pdf](http://www.agora-energieeffizienz.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Energieeffizienz/Agora_ECF_RAP_Positive_Effekte_von_Energieeffizienz_DE_web.pdf) sowie

http://www.bund.net/themen_und_projekte/klima_und_energie/energie_sparen/sparichmir/80_prozent_der_neuen_stromtrassen_sparen/

Der BUND hatte am 2. Mai 2013 eine Beschwerde bei der EU-Kommission aufgrund erheblicher Mängel der Strategischen Umweltprüfung (SUP) eingereicht³ und anhand zahlreicher Kritikpunkte vorgetragen, dass bei der Netzentwicklungsplanung eine SUP nicht oder nur unzureichend durchgeführt wurde, da „vernünftige Alternativen“ im Sinne von § 14 g UVPG nicht geprüft oder abgewogen wurden.

Die EU-Kommission (GD Umwelt) teilte dem BUND e.V. und der UVP-Gesellschaft e.V. als Beschwerdeführern im August 2015 mit – auf Grundlage von einer Stellungnahme der BNetzA (CHAP(2013) 1480) -, dass nunmehr eine Reihe der kritisierten Aspekte beim neuen NEP 2025 berücksichtigt würden. Demnach seien Temperaturmonitoring und der Einsatz von Hochtemperaturseilen (mit denen die Übertragungsleistung erhöht werden könne) „fester Bestandteil des NEP 2025“. Auch sei früher die Kappung von Einspeisespitzen nicht geprüft worden, was nunmehr Bestandteil des NEP 2025 sei. Dies bestätigt die Beschwerde des BUND.

Allerdings stellt die EU-Kommission, völlig unkritisch gegenüber der Bundesnetzagentur (BNetzA), fest: *„Der Ausbau eines dezentralen und regional steuerbaren Stromausgleichs für fluktuierende Stromerzeugung aus Windkraft und Sonnenenergie wurde nach Angaben der Bundesnetzagentur angesichts der bestehenden energiepolitischen Vorgaben nicht als Alternative geprüft, da eine tragfähige regenerative Energieversorgung in ganz Deutschland damit nicht gewährleistet werden könne.“*

Dies bedeutet, dass seitens der Bundesregierung (BMWi, BNetzA) von vornherein bei der Netzentwicklungsplanung nur eine einseitig auf ein zentralistisches Netzmodell basierende Netzplanung durchgeführt wurde und wird. Gemäß § 12 a Abs. 1 S. 2 soll die Netzentwicklungsplanung *„die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der Energiepolitischen Ziele der Bundesregierung“* abbilden.

Die Bundesregierung hat jedoch inzwischen mit der Diskussion zum Strommarktdesign (Grünbuch, Weißbuch, Gesetzentwurf) sich auch für Elemente einer dezentralen Organisation des Strommarktes ausgesprochen. Dies betrifft z.B. die Verbesserung der „Bilanzkreistreue“ und der Regelenergiemärkte, so dass regional ein besserer Ausgleich von fluktuierenden und steuerbaren Einspeisungen erfolgen kann. Dies erhöht die Versorgungssicherung und mindert überregionalen Stromnetzausbau.

Seitens Wissenschaft und Fachkreisen wurden zahlreiche Studien vorgelegt, die konkret aufzeigen, wie eine auf dezentralen Prinzipien regional organisierte Stromwirtschaft funktionieren, den Netzausbaubedarf optimieren und reduzieren, und zu einer höheren (!) Versorgungssicherheit beitragen kann. Regionale Modelle,

- die auf der Basis einer ausgewogenen Erzeugungsstruktur (Wind, Sonne, Biomasse, fossile und erneuerbare KWK) beruhen,
- die auf Stromeinsparung und Stromverbrauchsreduktion setzen,
- die mit regelbaren (Ortsnetz-) Transformatoren in den Verteilnetzen und lokalen Speicherungen (v.a. Quartier und Areal) verbunden sind,

³ Siehe bei:

www.bund.net/fileadmin/bundnet/pdfs/klima_und_energie/130606_bund_klima_und_energie_eu_beschwerde_verbaendebrief_bund_uvp.pdf

- die mit (neuen) Stromprodukten fluktuierende und flexible Angebote verbinden und so den überregionalen Übertragungs-Stromnetzausbau reduzieren,

werden jedoch im Rahmen der Netzentwicklungsplanung nicht als gleichwertige Alternativen berücksichtigt⁴.

Die VDE-Studien zum „zellularen Ansatz“⁵ sowie zu „Regionalen Flexibilitätsmärkte zur erfolgreichen Integration erneuerbarer Energien in die Verteilnetze“⁶ zeigen auf, wie die vom BUND seit Jahren zur Netzentwicklungsplanung vorgeschlagenen Elemente umgesetzt werden können. Insbesondere zeigt diese VDE-Studie, dass bei einer Verteilung der Erzeugungseinheiten für Strom aus Windenergie und Photovoltaik, die sich am Bedarf bestimmter Regionen orientiert, ein deutlich geringerer Übertragungs-Netzbedarf resultiert.

Die VDE-Studie „Aktive Energienetze im Kontext der Energiewende“ zeigt auf, wie eine Steuerung der Energienetze einen geringeren Übertragungs-Netzausbau bedingen kann.⁷ Insbesondere wird hier dargestellt, wie eine zellular organisierte Bilanzierung einer regional steuerbaren Stromerzeugung zu einem geringeren Übertragungs-Netzbedarf führen kann.

Entgegen diesen wissenschaftlich-technischen Studien behauptet die BNetzA, dass ein solches Konzept „keine tragfähige Energieversorgung gewährleisten könne“. Eine Begründung wurde hierzu nicht abgegeben. Dies bedeutet, dass durch die BNetzA sowie die Übertragungsnetz-Betreiber seit mehreren Jahren eine einseitige Netzentwicklungsplanung erfolgt, die die grundlegende Alternative eines dezentralen/ regionalen Ansatzes gezielt ausschließt.

Hingegen zeigt die Praxis, dass der Ausbau von Anlagen der erneuerbaren Energien in der Fläche verteilt, also dezentral, erfolgt. Wesentliche Optionen, die im weiteren Schritt der SUP zu einer Minimierung des Übertragungs-Netzausbaus beitragen könnten, werden daher von Beginn an in der (Übertragungs-) Netzentwicklungsplanung (NEP) ausgeschlossen. Dies widerspricht § 12 b (1) EnWG nachdem der NEP alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung (...) des Netzes enthalten muss.

Der BN lehnt den NEP 2025 ab, da in diesem die Bundesregierung (BMWI, BNetzA) von vorneherein gezielt dezentrale, regionale und „zellulare“ Ansätze ausschließt und dieser dem EnWG widerspricht.

3. Nichteinbeziehung zahlreicher Varianten und Optionen im Rahmen der Netzplanung

In der Übertragungs-Netzentwicklung und im NEP Entwurf 2025 werden zahlreiche weitere Varianten und Optionen zur Minimierung des Übertragungs-Netzum- und -ausbaus nicht einbezogen. Es erfolgt hierzu kein Alternativenvergleich. Im Einzelnen:

⁴ H. Guss et al., Systemintegration, Ausbau und Vermarktungschancen, Erneuerbarer Energien im Bereich von Stadtwerken- Fallstudie am Beispiel der Stadtwerke Trier, IZES, TSB, SWT, Saarbrücken 2015, http://www.izes.de/cms/upload/publikationen/EM_10_085.pdf

⁵ <https://www.vde.com/de/Verband/Pressecenter/Pressemeldungen/Fach-und-Wirtschaftspresse/2015/Seiten/38-15.aspx>

⁶ <https://www.vde.com/de/verband/pressecenter/presse-meldungen/fach-und-wirtschaftspresse/2014/seiten/53-2014.aspx>

⁷ <https://www.vde.com/de/Verband/Pressecenter/Pressemappen/Seiten/Aktive%20Energienetze.aspx> (dort insbesondere Anhand D 8 zu Smart Grid und Smart Market.

3.1 Zahlreiche Studien zur Transformation des Energiesystems zeigen, dass eine Begrenzung auf den Stromsektor nicht ausreicht, sondern eine **Integration der Bereiche Strom, Wärme, Mobilität erforderlich** ist. Die Netzentwicklung Strom muss daher mit der Entwicklung von Wärme- und Gasnetzen verbunden werden, hierbei ist insbesondere die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung hervorzuheben.⁸ Es stellt sich nicht erst beim NEP 2025 die grundsätzliche Frage, ob hierbei und weiterhin eine Separierung der Stromnetzplanung von anderen Energieanwendungsbereichen sowie von Verteilnetzen und der Interaktion Strom, Wärme und Mobilität im Rahmen der gesamten Energiewende überhaupt noch sinnvoll und akzeptabel ist. Da durch diese Abtrennung wesentliche Auswirkungen der Stromnetzentwicklung auf die anderen Bereiche, wie auch Möglichkeiten der Minimierung des Netzausbaus und seiner Umweltwirkungen nicht berücksichtigt werden, ist der NEP 2025 nicht akzeptabel.

3.2 Spitzenbelastungen im Stromnetz, aus denen ein Netzausbaubedarf abgeleitet wird, können durch **Kappung der Einspeisung**, regionale Nutzung mittels **power-to-heat** in Wärmenetzen oder durch die Speicherung der elektrischen Energie in stofflicher Form **in Wasserstoff (durch Elektrolyse von Wasser) bzw. hieraus erneuerbar erzeugtes Methan** oder das **Aufladen stationärer bzw. mobiler Batterien** (Elektromobilität) vermieden werden. Diese Möglichkeiten wurden im NEP 2025 nicht oder unzureichend berücksichtigt.

3.3. Bei der Konzeption von HGÜ-Leitungen für einen weiten Transport von Strom wurden **Alternativen** wie regionaler oder überregionaler Energietransport mittels der **power-to-gas-Technologie** (ptg) nicht berücksichtigt und nicht verglichen. Anstelle einer Vorgabe von HGÜ-Leitungen im NEP 2025 ist ein Systemvergleich geboten bzw. wäre auch eine technologieoffene Ausschreibung sinnvoll, bei der im Planungsverfahren die unterschiedlichen Auswirkungen auf Umwelt, Natur und Gesundheit geprüft und verglichen werden.

Hoher Übertragungsbedarf von Strom zwischen Regionen mit einer unterschiedlichen Ausbaudichte von Windenergieanlagen bzw. Photovoltaik kann nicht nur durch Stromleitungen sondern auch durch vorhandene und ggffs. neue Gasleitungen (Methan) befriedigt werden, wenn die Energie im Strom mittels **power-to-gas** stofflich gespeichert wird und effizient mittels KWK an anderer Stelle rückverstromt wird. Diese Option bietet zudem im Unterschied zum reinen Stromtransport schon bestehende Speichermöglichkeiten und wird ohnehin längerfristig erforderlich sein. Diese Technologie kann auch auf regionaler Ebene den Netzausbau mindern oder ersetzen⁹.

Es ist im Rahmen des NEP 2025 ein Systemvergleich zu erstellen zwischen den Alternativen einer Stromübertragung von z.B. 10 GW elektrischer Leistung in HGÜ Technik und der Übertragung der gleichen stofflichen Energiemengen und Leistung mittels ptg-Technik. Eine Begrenzung der Aufgaben des NEP-Strom auf die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für Strom ist nicht mehr zeitgemäß und umfasst nicht die gesetzlich vorgeschriebene Bandbreite der technischen Möglichkeiten.

⁸ Fraunhofer IWES, Fraunhofer IBP, Ifeu Heidelberg, Stiftung umweltrecht – Interaktion EE Strom- Wärme, Verkehr, September 2015, http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EEStrom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf

⁹ http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/ptg_netzbaureduzierung_interview_green_facts.pdf sowie Studie bei: <http://www.dvgw-innovation.de/die-projekte/archiv/smart-grids-und-ptg/>

Da die ÜNB-Strom jedoch im Vergleich zu Transport-Lösungen von Energie durch Gase und durch das Gasnetz durch ihre Interessen befangen sind, müsste die BNetzA einen übergreifenden technologie-offenen Wettbewerb der Energietransportplanungen durchführen.

3.4 Zahlreiche technische und organisatorische Optionen bestehen, um den Bedarf für Übertragungs-Netzausbau und – umbau zu reduzieren. **Stromeinsparprogramme** könnten einen wesentlichen Beitrag zur Senkung des Stromverbrauchs leisten – der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz ist jedoch zeitlich im Verzug und ist für das Ziel der Senkung des Strombedarfs um jährlich mindestens 2% nicht ausreichend.

Im NEP 2025 Entwurf wurde mit dem Szenario C 2025 eine zusätzliche 5% - Stromeinsparung angesetzt, der Verbrauch liegt mit 530 TWh Strom niedriger als mit 558 TWh im Szenario B2 2025. Im Szenariorahmen waren zuvor für das „Stromsparszenario C“ deutlich geringere Leistungen für Kohlekraftwerke (Braunkohle 10,2 statt 12,6 GW; Steinkohle 15 GW statt 22 GW) angesetzt worden. Die „Marktmodellierung“ bewirkt jedoch, dass die Stromerzeugung aus Braunkohle nur um 3 TWh zurückgeht, aber die Vollaststunden von 6099 auf 7212 h steigen, die aus Steinkohle um 10 TWh steigt, mit einer Erhöhung der Vollaststunden von 2659 h auf 4584 h. Zudem sinkt die Stromerzeugung aus Windenergie onshore, da dies im Szenario zuvor vorausgesetzt wurde. Die Minderung des Stromverbrauchs „erhöht“ also die Stromerzeugung aus Kohlestrom, 3% „Einsparung“ entfallen auf ein um 15 TWh geringeres Außenhandelsaldo Strom. Diese seltsamen Effekte zeigen, dass die Marktmodellierung energiewirtschaftlich und klimapolitisch unsinnige und gefährliche Resultate ergibt. Um also Stromeinsparungen gezielt zur Minderung von Kohlestrom wirken zu lassen, sind weitere Randbedingungen in die Modellierung einzufügen. Das Marktmodell das dem NEP 2025 zugrunde liegt, ist daher für die Abbildung einer zielgerichteten Energiepolitik für den Klimaschutz durch Stromeinsparung nicht geeignet.

3.5 **Maßnahmen der Leistungssteuerung und** – verlagerung („demand side management“) könnten weitere Entlastungen im regionalen wie im Transportnetz bieten. Gemäß § 53 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) können auch Ausschreibungen für „Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungs-Maßnahmen“ durchgeführt werden. Diese Möglichkeit ist bisher nicht umgesetzt worden. Sie wurde im NEP 2025 nicht berücksichtigt. Dieser bildet daher nicht alle gesetzlichen Möglichkeiten ab.

3.6 Die **Eigenstromversorgung** durch Anlagen der erneuerbaren Energien sowie KWK kann, wenn diese systemdienlich eingesetzt wird, zur Entlastung der Stromnetze beitragen. Im Gegensatz hierzu diffamieren das BMWi sowie die BNetzA diese als „Entsolidarisierung“. Eigenstromnutzung wird durch Regelungen im EEG 2014 und im KWK-G 2015 erschwert. Die Erhebung der EEG-Umlage auf Eigenstromnutzung wirkt deren Ausbau und der Netzentlastung entgegen. Die BNetzA hat in einem Entwurf eines Leitfadens zur Eigenstromerzeugung sogar diese Möglichkeit zur Eigenstromversorgung als „*Abkopplung von den Marktsignalen*“ und „*Entsolidarisierung durch Vermeidung von Umlagen und Abgaben*“ diffamiert.¹⁰ Dem steht entgegen, dass gerade die Eigenversorgung durch Strom aus erneuerbaren Energien und KWK vorbildlich dem stärkeren Ausbau der Energiewende dient und sich das „Ausweichen“ im Wesentlichen aus der Verschlechterung der Einspeisemöglichkeiten, insbesondere durch Senkung der EEG-Vergütung und Ausschreibungspflichten ergibt.

¹⁰ Bundesnetzagentur, Leitfaden zur Eigenversorgung, Konsultationsfassung vom 16.10.2015, dort S. 7

Es fehlt schlicht ein Marktmodell, das einen systemdienlichen und netzentlastenden Betrieb ermöglicht und fördert. Die Systematik der Erstellung des NEP 2025 sowie die Vorgaben der BNetzA wirken auch in diesem Aspekt einer Minderung des Übertragungs-Netzausbaus entgegen.

3.7 Zusammenfassung der nicht untersuchten Alternativen. Gemäß § 12 c Abs. 2 ist ein Umweltbericht mit einer Strategischen Umweltprüfung (SUP) zu erstellen, der den Anforderungen des § 14 g UVPG entsprechen muss. Hierbei sind „vernünftige Alternativen“ zu prüfen. Dies dient in allen Stufen der Planung der Minimierung des Ausbaus und der Minimierung der Auswirkungen des Leitungsbaus auf Umwelt, Natur und Gesundheit.

Diese Alternativen

- Dezentrale Stromerzeugungs- und Nutzungskonzepte
- Ausgangspunkt Regionalnetze
- Strommarktdesign zur regionalen Integration
- Einbeziehung Wärmesektor/Wärmenetze
- Senkung des Spitzenbedarfs im Stromnetz
- Regionaler und überregionaler Energietransport¹¹ mittels (erneuerbarem) Gas / Methan.

wurden in der Netzentwicklungsplanung nicht berücksichtigt. Zahlreiche Regelungen in den Energiegesetzen wirken einer Minderung des Übertragungs-Netzausbaus entgegen oder erhöhen diesen sogar. Daher entspricht der Netzentwicklungsplan (NEP) 2025 nicht den grundlegenden Erfordernissen an eine „Strategische Umweltprüfung“ (SUP) und wird daher vom BN abgelehnt. Die Energiepolitik der Bundesregierung führt daher zu Vorgaben, die der dezentralen, regionalen Energiewende und damit einer Minimierung des Übertragungsnetzausbaus zuwiderläuft. Der NEP 2025 vollzieht dies nach. Daher ist der NEP 2025 abzulehnen.

4. Die Grundsystematik des NEP – Vorrang für Großkraftwerke mit hohen CO₂-Emissionen

Das Energiewirtschaftsgesetz gibt einen Szenarien- und Planungsrahmen vor, der sich wesentlich an den noch bestehenden Strukturen der Großkraftwerke orientiert. Die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien (EE) und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) haben zwar gesetzlichen Vorrang, das bei der Erstellung der Netzentwicklungsplanung verwendete Marktmodell gibt jedoch der Stromerzeugung aus Braunkohle mit hohen Volllaststunden den Vorrang.

4.1. Der BN fordert, dass bis zum Jahr 2030 der Ausstieg aus der Verstromung von Kohle vollzogen ist. Dies ist ein Gebot des dringend notwendigen Klimaschutzes, sowie des Immissionsschutzes (NO_x, SO₂, Quecksilber), des Schutzes von Grund- und Oberflächenwasser, sowie des Schutzes von Siedlungen vor Räumung¹². Der Kohlestrom kann ohnehin „am Markt“ nur bestehen, weil deren Erzeuger nicht für die mit dessen Erzeugung verbundenen Schäden zahlen müssen (es fehlt die dringend notwendige Internalisierung externer Folgekosten, wie der von Gesundheitsschäden, wie der des Klimawandels, etc.) und somit der Kohlestrom faktisch in hohem Maße subventioniert wird.

¹¹ Nutzung der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110 kV-Stromverteilnetze. DVGW März 2015
http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/innovation/pdf/g3_03_12_erg.pdf

¹² http://www.bund.net/ueber_uns/vorstand/vorsitzender/bmwi_newsletter_2752014/

Ein realistisches Marktmodell im NEP 2025 müsste daher dem Kohlestrom mindestens 10 ct/kWh externe Kosten auferlegen. Es ist klar, dass dann eine völlig andere Verteilung der Erzeugung resultieren würde und damit auch ein völlig anderer Netzentwicklungsplan.

4.2. Während Stromerzeugung aus EE und KWK gesetzlich vorgeschrieben in Spitzenlastzeiten reduziert oder abgeschaltet werden muss, gibt es **keine Vorgabe zur Reduzierung der Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken**. Deren CO₂-Emissionen werden nur äußerst unzureichend im Emissionshandel belastet, in der Realität, als auch bei der NEP-Modellierung.

4.3 In der Netzentwicklungsplanung (NEP) wird ein Marktmodell angesetzt, das dem „energy-only“-Markt entspricht und nach der Vorgabe von Kapazitäten (Kraftwerken) zunächst der Einspeisung aus erneuerbaren Energien und sodann der aus den jeweils als kostengünstigste unterstellten Kraftwerken Vorrang gibt. Im Ergebnis erhalten dann Braunkohlekraftwerke mit 6000-7000 Jahresstunden Einsatzzeit den Vorrang. **Die im NEP angesetzten Kosten für CO₂-Zertifikate sind zu gering, um anderen Stromerzeugern (insbes. Erdgas) den Vorrang zu geben.**

4.4. Durch die Begrenzung des NEP-Marktmodells auf eine einfache Addition von Stromerzeugungen werden mögliche gegenseitige zeitlich variable Ergänzungen und Ausgleiche nicht modelliert und/oder ausgeschlossen. Dies bedeutet, dass **dezentrale/regionale Marktmodelle**, die auf einer **dynamischen Ergänzung und einen Ausgleich der erneuerbaren Energien** durch flexibel eingesetzte Erdgas- und Biogas-KWK-Anlagen beruhen, und somit einen geringeren Übertragungs-Netzausbau erfordern würden, ausgeschlossen werden.

4.5 Berichte in Fachzeitschriften¹³ zeigen, dass die Netzentwicklungsplanung mit **unterschiedlichen Gestaltungen des Marktdesigns** durchgeführt werden kann. Hierzu zählen verschiedene Ausprägungen von Kapazitätsmechanismen, Preiszonen, regionale Modellen. Diese vielfältigen Möglichkeiten werden jedoch im Rahmen des NEP 2025 nicht genutzt. Vertreter der Beratungsfirma PÖYRY stellten fest, dass „*das gegenwärtige Marktdesign für die Bewältigung künftiger Herausforderungen nicht geeignet ist*“¹⁴.

4.6 **Die Stromerzeugung aus KWK ist falsch modelliert worden.** Bei der Erstellung des NEP 2025 sind politische Zielvorgaben zu beachten und einzuhalten. Hierzu zählt auch das Ausbauziel der Stromerzeugung aus KWK auf 25 % der Bruttostromerzeugung. Der 1. Entwurf des NEP 2025 geht hierbei (S. 81) von einem Anteil von ca. 6 % „KWK-Strom“ aus Braunkohlekraftwerken aus, was ca. 40 TWh Stromerzeugung im Jahr entspricht. Derzeit liegt die gesamte jährliche KWK-Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken im Jahr 2014 jedoch nur bei 20 TWh, davon 14 TWh aus Steinkohle, 6 TWh aus Braunkohle¹⁵. Dies bedeutet, dass im NEP Entwurf 2025 bezüglich der Zuordnung von Braunkohlestrom zur KWK **ein gravierender Fehler** erfolgt ist. Sehr wahrscheinlich wurde für einige Braunkohlekraftwerke, die über eine Wärmeauskopplung mit KWK verfügen, die gesamte Jahreserzeugung, und nicht nur die wirklich gekoppelte Erzeugung, als KWK-Strom definiert¹⁶, wiewohl als Kondensationsstrom produziert. Aufgrund des gesetzlichen Vorrangs für KWK Strom erhält damit dieser

¹³ Energie & Management 15.12.2014, S. 25 über ein neues Simulationsprogramm: „Jede Stunde simuliert“.

¹⁴ Ebenda. E&M.

¹⁵ http://eefa.de/Baten_et_al_ET_5_2014.pdf sowie Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen AGEb Auswertungstabelle 2014 für 1990-2014, www.ageb.de

¹⁶ In der Kraftwerksliste sind 7 GW Braunkohlekraftwerke gelistet, die über KWK-Nutzwärmeauskopplung verfügen. Mit ca. 6000 Volllaststunden ergeben sich dann ca. 40 TWh „Braunkohle KWK-Strom“, obwohl nur ein weitaus geringerer Anteil des Kohle-Stroms real in KWK erzeugt wurde.

fälschlicherweise als KWK-Strom deklarierte Braunkohlestrom eine Priorität (als Must-Run-Anlagen) im Rahmen des Marktmodells, die ihm nicht zusteht. Dies bedeutet, dass nach einer Korrektur dieses Fehlers das 25 % KWK-Ziel nicht eingehalten wird und z.B. durch Erdgas-anlagen zu erfüllen wäre. Insgesamt werden ca. 5 % der Bruttostromerzeugung im NEP falsch deklariert. Zudem wird über diesen Fehler Braunkohlestrom bevorzugt und bewirkt zu hohe CO₂-Emissionen in der Modellierung. Damit wird auch der Einsatz von Erdgaskraftwerken und Erdgas- und Biogas-KWK in der Modellierung diskriminiert. Der NEP 2025 beruht damit auf einer fehlerhaften Marktmodellierung. Der BN fordert eine Neuberechnung des NEP 2025 und eine weitaus transparentere Darlegung der Ansätze der KWK-Stromerzeugung.

4.7. Die **Transparenz des Marktmodells** und der Erstellung des NEP ist (weiterhin) unzureichend. Es ist erforderlich, dass die Öffentlichkeit nachvollziehen kann, wie die Modellierung und die Berechnung der Netzentwicklung erfolgt. Dieser Kritikpunkt wird seitens des BN sowie zahlreicher anderer Verbände und vieler Bürgerinnen und Bürger seit Start der Netzentwicklungsplanung vorgetragen. Eine Verbesserung ist nicht eingetreten. Um die Netzentwicklungsplanung und hier den NEP 2025 insgesamt sowie bestimmte Leitungsvorhaben beurteilen zu können oder zu prüfen, ob und wie welche Alternativen sich auswirken, wäre es erforderlich, der Öffentlichkeit Möglichkeiten anzubieten, bei denen andere Netzmodelle, Marktmodelle, technische Optionen berechnet werden können. Dies wird weder durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) noch die BNetzA angeboten. In einem BMBF-Forschungsvorhaben zur „Erhöhung der Transparenz über den Bedarf zum Ausbau der Strom-Übertragungsnetze“, durchgeführt vom Öko-Institut, Freiburg i.Br., wurde im Jahr 2015 erstmalig Umweltverbänden und Bürgerinitiativen eine Möglichkeit eröffnet, die Netzplanung genauer kennenzulernen und auch selbst im Projekt erarbeitete Alternativ-Varianten berechnen zu können¹⁷. Das Projekt ist noch nicht abgeschlossen, zeigt aber schon jetzt, dass selbst bei Bereitstellung detaillierter Daten nach § 12 f (1) EnWG eine nach § 12 b (1) EnWG geforderte „für einen sachkundigen Dritten nachvollziehbare Modellierung des deutschen Übertragungsnetzes“ beim NEP 2025 nicht gegeben ist.

Auf der anderen Seite haben die ersten eigenständigen Modellierungen mit Ansätzen einer stärkeren Reduktion von Kohlekraftwerken, dezentralere Ansätze sowie Einzelprüfungen von Leitungen gezeigt, dass der sich in diesen Fällen ergebende Netzentwicklungsplan erheblich von den Vorgaben und Annahmen der Modellberechnung abhängt¹⁸. Bezogen auf den NEP Entwurf 2025 bedeutet dies, dass es erforderlich wäre und möglich ist, mehrere verschiedene Varianten zu berechnen und vorzulegen, die einen deutlich größeren Raum aufzeigen als der recht eng definierte Szenariorahmen.

4.8. Eine sehr wichtige Randbedingung für die Netzentwicklungsplanungen und hier den NEP 2025 wäre der **Klimaschutz**. Der BN hatte bei mehreren zurückliegenden Berechnungen der Netzentwicklungsplanungen immer kritisiert, dass – insbesondere durch den Vorrang von Braunkohlestrom, der sich aus dem Marktmodell ergibt – die Klimaschutzziele der Bundesregierung nicht eingehalten werden konnten und können. Der BN begrüßt, dass - entsprechend unseren Forderungen und der Kritik an früherer NEPs, zwei Szenarien für das Jahr 2025 und eines für das Jahr 2035 berechnet wurden, bei denen die CO₂-Emissionen auf 187 Mio. to im Jahr 2025 und 134 Mio. to im Jahr 2035

¹⁷ <http://www.transparenz-stromnetze.de>

¹⁸ Siehe auch Überblick über Ziele und Stand des Projekts im Vortrag von Christof Timpe, Öko-Institut bei der Fachtagung Dezentrale Energiewende für 100 % Erneuerbare Energie des BUND Naturschutz in Bayern, 7.11.2015, Nürnberg, http://www.bund-naturschutz.de/fileadmin/download/energie/Standardvortrag/Timpe_-_Projekt_Transparenz_Stromnetze.pdf

gemäß den Zielen der Bundesregierung begrenzt wurden. Die Methodik des NEP bestand jedoch allein darin, den CO₂-Preis in Deutschland, aber nicht im EU-Ausland zu erhöhen.

Ein Vergleich der beiden Szenarien B1 2025 und B2 2025 zeigt durchaus erhebliche Unterschiede. Die Stromerzeugung aus Braunkohle und Steinkohle sinkt in Summe von ca. 230 auf 130 TWh. Allerdings bleibt die Stromerzeugung durch erneuerbare Energien sowie ausgleichende Erdgas-KWK gemäß den Vorgaben des Modells unverändert. Hingegen steigen Importe (ca. 40 TWh) und sinken Exporte (ca. 60 TWh) im Szenario B2 2025 mit CO₂-Reduzierung. Hierbei steigen nicht nur Importe aus Skandinavien um ca. 10 TWh (Saldo) sondern auch aus Polen um 10 TWh (Saldo) an. Insbesondere beim Stromimport aus Polen ist davon auszugehen, dass dies Kohlestrom ist, da im Marktmodell die CO₂-Kosten dort weiterhin als niedrig angesetzt wurden. Die vermeintliche CO₂-Minderung in Deutschland wird also durch eine Erhöhung der CO₂-Emissionen in Europa erkaufte. Es war aber nicht das Ziel einer Vorgabe zur Einhaltung von Klimaschutzzielen in Deutschland, dass diese mit höheren Emissionen in Nachbarländern verbunden wird.

Der BN fordert, dass die Szenarien mit „Pseudo“-CO₂-Reduktion nicht als valide akzeptiert werden können und eine Neuberechnung mit neuen Ansätzen erforderlich ist. Es ist ersichtlich, dass dies im Rahmen des begrenzten Modellansatzes der Netzentwicklungsplanungen und hier des NEP 2025 nur durch einen veränderten Szenariorahmen möglich wäre und die Minderung der Kohlestromerzeugung durch eine Steigerung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien, KWK sowie der Stromesparung verbunden werden muss. Es zeigt, sich dass der Modellansatz des NEP 2025 nicht in der Lage ist, die Klimaschutzziele der Bundesregierung ohne Verschiebung von Emissionen von Deutschland ins Ausland abbilden zu können. Die Bedingung war aber, Szenarien zu berechnen, bei denen in Deutschland selbst die Klimaschutzziele ohne Belastung anderer Länder erfüllt werden. Damit erfüllen alle Szenarien nicht die Anforderungen der Klimaschutzziele und können nicht anerkannt werden.

4.9. Spitzenkappung. Der BUND und der BN und zahlreiche Verbände und Sachverständige hatten gefordert, dass bei der Modellberechnung eine Spitzenkappung der Stromspeisung um bis zu 30 % der Leistung vorgenommen werden sollte, wobei die gekappte Strommenge auf ca. 3 % der Jahreserzeugung elektrischer Energie begrenzt werden sollte. Die BNetzA hatte dies auch gemäß der Koalitionsvereinbarung auch ohne gesetzliche Vorgabe den Netzbetreibern vorgegeben. Auch war schon beim NEP 2024 eine Spitzenkappung in einer separaten Modellierung berechnet worden.¹⁹ Zudem wurde eine Reduzierung der installierten Leistung der offshore-Windenergieanlagen um ca. 3 GW im Szenariorahmen angesetzt. Es ist erstaunlich, dass sich eine solche Minderung der Stromübertragungsleistungen von zusammen 10 GW nicht in einer deutlichen Reduzierung des Übertragungs-Netzausbaus und insbesondere der HGÜ-Korridore (zusammen 12 GW) niederschlägt. Das BET Gutachten weist eine Minderung eines „Übertragungsindex“ (Leistung mal Strecke) von 50-150 GW*km auf, und dies über mehrere 100 Stunden. Entgegen den Erwartungen ergibt sich im NEP 2025 Entwurf jedoch keine Reduzierung des Übertragungs-Netzausbaus durch geringere Offshore-Wind-Einspeisung und Spitzenkappung.

Im NEP-Entwurf wird (S. 42) auf eine „Einsenkung“ der Windenergieeinspeisung zwischen 8,2 und 10,4 GW hingewiesen, die an den windreichsten Zeitpunkten erfolgt, davon in der Spitze 4,8 GW in den nördlichen Bundesländern. Ebenso erfolgt eine Einsenkung der Einspeiseleistung von PV – Anlagen zwischen 5,4 und 6,1 GW. Diese Einsenkung, d.h. Minderung der Spitzenübertragung liegt in

¹⁹ BET Aachen, 2015, „NEMO IV“ – Gutachten zum Netzentwicklungsplan 2024 im Auftrag der BNetzA

der Größenordnung des vorgeschlagenen Ausbaus der HGÜ-Leitungen (Summe 10 GW), sowie des Ausbaus des Übertragungs-Drehstromnetzes, das ohnehin als Reserve bei Ausfall von HGÜ-Leitungen diese Übertragung sicherstellen muss.²⁰

Eine Prüfung, wieso eine solche Spitzenkappung nicht eine entsprechende Minderung des Übertragungs-Netzausbaus nach sich zieht, ist dem NEP Entwurf 2025 nicht zu entnehmen. Es fehlen Darstellungen einzelner Leitungen und Netzabschnitte, die begründen könnten, dass trotz Spitzenkappung ein Leitungsausbau weiterhin für erforderlich angesehen wird.

Ein Grund, dass keine Minderung des Übertragungs-Netzausbaus auch bei Ansatz der Spitzenkappung eintritt, kann sein, dass die BNetzA neben dem (n-1) Kriterium, das eine Leitungsbelastung über 70 % der Nennleistung begrenzt, auch als Kriterium der Erfordernis eine Mindestauslastung von 20 % (Spitzenwert) ansetzt. So kann es sein, dass die Spitzenkappung zwar eine deutliche Minderung der Auslastung in der Spitze bedingt, aber in vielen Fällen nicht zur Unterschreitung der „20 %-Erfordernis“ führt²¹. Daher wäre eine genauere Darlegung der Auslastung der einzelnen Leitungen erforderlich (Jahresdauerlinien), um beurteilen zu können, ob und wie tatsächlich Spitzenkappungen eine Wirkung zeigen oder ob diese gezielter eingesetzt werden können, um einen Leitungsausbau zu reduzieren. Der NEP Entwurf 2025 und seine Darstellung ist hierzu sehr unzureichend und kann der Öffentlichkeit keine Beurteilung ermöglichen.

4.10. Während **Eigenstrombedarf** von Kohlekraftwerken von der EEG-Umlage befreit ist, müssen Vorreiter der Energiewende, die Strom aus erneuerbaren Energien (EE) und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) selbst nutzen, einen Teil der EEG-Umlage zahlen. Im Resultat steigen die CO₂-Emissionen im Stromsektor, statt dass sie gesenkt werden. Der Übertragungs-Netzausbau und seine Kosten werden nicht den fossilen Kraftwerken zugeschrieben²².

4.11. Während die Netzbetreiber für beschlossene und genehmigte Netzausbauvorhaben eine gesetzlich gesicherte **Eigenkapitalrendite** (Anreizregulierung) erhalten, gibt es für die Umsetzung von Stromeinsparung, den Bau von KWK-Anlagen oder Anlagen der erneuerbaren Energien, Energiespeichern oder Lastmanagement keine gleichwertige finanzielle Sicherung dieser Investoren, obwohl diese Optionen Beiträge zum Ziel des Ausbaus erneuerbarer Energien mit hoher Versorgungssicherheit und Systemstabilität bei geringerem Übertragungs-Netzausbau leisten können. Investitionen zum Netzausbau und zur Netzentlastung werden daher nicht gleichwertig behandelt.

4.12. Die **Planung für HGÜ-Leitungen** setzt voraus, dass bei deren Ausfall das sonstige (HDÜ) Stromnetz ausreichend konzipiert ist²³ und diese Leistung über das 380 kV-Drehstromnetz abtransportiert werden könne. Zusätzlich steige damit der Blindleistungsbedarf im Drehstromnetz überproportional an. Dies bedeutet, dass die HGÜ-Leitungen zwar Vorteile bei der Regelbarkeit der Übertragung bieten, das HDÜ Netz aber so geplant wird, als ob die HGÜ-Leitungen nicht vorhanden wären.

²⁰ Antwort der Bundesnetzagentur vom 20.3.2015 auf die Anfrage von W. Neumann / BUND vom 21.1.2015 zu Südlink, Aktenzeichen N 14-6.07.00.02/4-3-0/8.0

²¹ Dies umso mehr, als durch den Transportbedarf v.a. des Braunkohlestroms ein Grundsockel des Stromnetzes aufrechterhalten wird und dies durch fehlerhaften „must run“ Ansatz von Braunkohle-KWK-Strom verstärkt wird.

²² siehe ausführlich bei www.jarass.de; Rechtliche Defizite fördern überdimensionieren Stromnetzausbau, in ZNER 3/2014, <http://www.jarass.com/home/index.php/DE/stuern/aufsaeetze/1234-rechtliche-defizite-foerdern-ueberdimensionierten-stromnetzausbau>

²³ a.a.O. Fn 20. So bestätigt im Schreiben der BNetzA an Dr. W. Neumann (BUND) 20.3.2015

Die Planung der HGÜ-Leitungen bedingt damit keine Minimierung des Netzausbaubedarfs. Sie schaffen zusätzlichen Netzausbau, der eine zusätzliche Redundanz und Steuerbarkeit bietet, aber wie der NEP 2025 zeigt, vor allem dem Stromtransit durch Deutschland im europäischen Strommarkt dient.

4.13. Zur **Versorgung südlicher Bundesländer** reichen die bestehenden und nun planfestgestellten Leitungen aus²⁴. Wenn es tatsächlich um eine stärkere Versorgungssicherheit insbesondere in Bayern geht, sind der Ausbau der örtlichen Kraft-Wärme-Kopplung, Stromeinsparungen sowie die Streichung der 10 H-Abstandsregelung für Windenergie bessere und wirksamere Lösungen, die im Gegensatz zum Bau von Übertragungs-Stromleitungen auch einen Beitrag zum Klimaschutz und der regionalen Wertschöpfung bieten. Der BUND und der BN haben daher im Rahmen des Energiedialogs 2014 / 2015 der Bayerischen Staatsregierung dargelegt, dass der Bau neuer HGÜ-Leitungen nach Bayern nicht erforderlich wäre, wenn in Bayern ein entsprechender Ausbau der dezentralen KWK-Stromerzeugung verbunden mit einer 15%igen Senkung des Stromverbrauchs und dem Ausbau der Windenergie erfolgen würde²⁵. Die Kapazitäten der beiden nach Bayern geplanten HGÜ-Leitungen können daher durch Maßnahmen in Bayern selbst sichergestellt werden. Der aktuelle Strommarkt wie auch das Marktmodell des NEP 2025 verhindern zudem, dass bestehende hocheffiziente GuD-Kraftwerke (wie zum Beispiel Irsching) Strom aus Kohlekraftwerken ersetzen²⁶. Es ist daher klar, dass eine andere Energiepolitik auch einen weitaus anderen Netzentwicklungsplan nach sich ziehen würde.

4.14. **Externe Kosten der Stromerzeugung und des Netzausbaus** werden im NEP 2025 nicht berücksichtigt. Obwohl klar ist, dass der Netzausbau zu erheblichen Auswirkungen für Natur- und Landschaftsschutz und für Gesundheits- und Immissionsschutz führt, wird die Netzentwicklungsplanung nicht primär auf die Minimierung des Netzausbaus sowie die Minimierung der Auswirkungen ausgelegt. Da zudem die externen Kosten (Klimaschäden, Emissionen, Räumung von Kommunen, Natur- und Grundwasserschutz, ...) insbesondere von Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern nicht im Marktmodell einbezogen werden, führt die hierauf beruhende Netzplanung nicht zu den volkswirtschaftlich niedrigsten Kosten.

4.15 Auch wenn sich die Frage von **Erdverkabelung**²⁷ erst stellt, wenn der wirklich für die Energietransformation hin zu 100 % erneuerbaren Energien erforderliche Stromnetzbedarf klar ist, sind Auswirkungen des Stromtransports durch elektrische und magnetische Felder schon in der Erstellung des NEP 2025 einzubeziehen. Die Auswirkung der elektrischen und magnetischen Felder wird weiterhin im Rahmen des Umweltberichts in Hinblick auf die Raumordnung ausgeklammert, eine Rückwirkung auf eine optimierte Netzplanung wird damit verhindert.

²⁴ Reiner Lemoine Institut – Vergleich und Optimierung von dezentrale und zentralen orientierten Ausbaupfaden einer Stromversorgung aus erneuerbaren Energien, Unterstützt durch BVMW Bundesverband Mittelständische Wirtschaft, 100 % Stiftung, HALEAKALA Stiftung, Berlin 2013, http://www.bvmw.de/fileadmin/download/Downloads_allg_Dokumente/politik/Studie_zur_dezentralen_Energiewende.pdf.pdf - Dort (S.31) zeigt sich eine Übertragungskapazität von 20 GW zwischen Nord und Süddeutschland und 8,5 GW nach Bayern. Hinzu kommt nun die Thüringer Strombrücke mit weiteren 4,6 GW.

²⁵ http://www.bund-naturschutz.de/presse-aktuelles/pressemitteilungen/artikel/energiedialog-positiver-ansatz-enttauschendes-ergebnis.html?no_cache=1&cHash=b24c5c1432fa52abefb9ade4ae20d82b und https://www.energie-innovativ.de/fileadmin/user_upload/energie_innovativ/Energiedialog/Dokumente/2015-01-09-Kraftwaermekopplung-Neumann.pdf

²⁶ Höhere Erdgasimporte für GuD- und KWK-Anlagen könnten durch Einsparungen durch Gebäudesanierung ohne Weiteres kompensiert werden. Dies zeigt wiederum, dass integrative Modellierungen erforderlich sind.

²⁷ Unter Erd“verkabelung“ werden auch gemäß der Gesetzesnovelle vom Dezember 2015 sowohl Kabel also auch gasisolierte Leiter verstanden. Sinnvoller wäre es daher von Erdverlegung zu sprechen.

Nicht berücksichtigt wird, dass Kabelstrecken, auch wenn diese geschützte Räume durchqueren, nur wenig eine naturschädigende Wirkung haben, wenn diese entlang und parallel bestehender Infrastrukturen (Autobahnen, Bahnstrecken) verlegt werden (vgl. Brakelmann, Infrastrukturkanäle, bei Anhörung 18.6. 2014 Hessischer Landtag)²⁸. Auch in dieser Frage wird keine korrekte Prüfung sinnvoller Alternativen durchgeführt. Bei der HGÜ-Erdverkabelung wird auf den Pilotcharakter hingewiesen, bei HGÜ-Freileitungen nicht²⁹.

4.16. **Zentrale Stromversorgung** wirkt sich ungünstig auf **regionale Energiekonzepte** aus. Durch den zu hohen Ansatz von zentralen Kohlekraftwerken führt das Marktmodell des NEP 2025 und die hieraus resultierende Netzplanung selbst zu einer weiteren Begünstigung dieser Kraftwerke, deren Betrieb wiederum von der geplanten Bereitstellung neuer Leitungen profitiert. Daher werden durch den NEP 2025 zentrale Strukturen gegenüber dezentralen flexibleren Erzeugungsstrukturen bevorzugt. Konkret befürchten einige Stadtwerke, dass mit dem Bau zahlreicher neuer HGÜ-Leitungen und die durch diese Leitungen angebotenen Strommengen der Bestand und Ausbau einer dezentralen, regionalen Stromerzeugung aus Anlagen der KWK und erneuerbaren Energien behindert, und letztlich zunichte gemacht werden kann. Dies gilt umso mehr, als nicht klar ist, nach welchen Regeln und durch wessen Vorgaben der Stromfluss durch die HGÜ-Leitungen gesteuert werden soll. Hunderte lokaler Stromerzeuger (Stadtwerke, Private, Genossenschaften, Kommunen) bekommen hierdurch Konkurrenten vor die Haustüre gesetzt, der ihre örtlichen, v.a. mit der städtebaulichen Entwicklung verbundenen Energieprojekte, unterlaufen können³⁰.

Dezentrale Konzepte werden somit nicht nur bei der Erstellung des NEP 2025 als Eingangsparameter oder Alternative vernachlässigt, sondern zudem durch das Ergebnis des NEP 2025 diskriminiert. Die Netzentwicklungsplanung und die Umsetzung des Bundesbedarfsplans drohen daher (zusammen mit weiteren Maßnahmen der Bundesregierung) konkret zu einer **Gefahr** für die Umsetzung der dezentralen Bürgerenergiebewende von unten zu werden.

Die Frage jedoch, ob die Energiebewende als „Gemeinschaftswerk“ eher auf der Basis integrierter dezentraler Konzepte oder eher auf neuen zentralen Erzeugungsstrukturen beruhen soll und die Frage, welche Art von Trägerschaft von Investitionen im Rahmen der Energiebewende begünstigt wird oder behindert wird, muss eine vorhergehende politische Entscheidung sein. Die Netzentwicklungsplanung darf nicht bestimmte energiepolitische Entscheidungen und Auswirkungen begünstigen und andere diskriminieren. Der BN fordert:

²⁸ So auch Prof. Dr. Christof Wittwer, Fraunhofer ISE, „Beim Thema Leitungsausbau plädiere ich für mehr Mut zu kabelbasierten Leitungen. Kabel mögen zwar etwas teurer sein als Freileitungen, aber das sollten wir uns leisten und durch Quersubventionierung unterstützen. Kabel könnten parallel zu Autobahnen und Bahnstrecken relativ einfach verlegt werden. (in: BWK-Das Energiefachmagazin, 5/2015, Bd, 67(2015) Nr. 5, S.7)

²⁹ In der Begründung zum Bundesbedarfsplangesetz heißt es zum (BBPLG) §2 Abs. 2 über Pilotprojekte für eine verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen u.a.: „Derzeit entsprechen derartige Technologien aber noch nicht dem Stand der Technik, (es sollen) zunächst Erfahrungen insbesondere hinsichtlich der wirtschaftlichen und technischen Einsetzbarkeit und deren Umweltwirkungen im Rahmen von Pilotprojekten gesammelt werden, ...bevor über einen großflächigen Einsatz entschieden wird.“

³⁰ Pressemeldung der Nürnberger N-ERGIE vom 18.3.2015: „Wenn die HGÜ-Leitungen gebaut werden, geht der regionale Ansatz der Energiebewende verloren. Die HGÜ-Leitungen dienen in erster Linie dazu, den europaweiten Stromtransport und -handel zu ermöglichen: Die Planungen sind auf den EU-Binnenmarkt ausgelegt.“
<https://www.n-ergie.de/header/presse/mitteilungen/dezentrale-erzeugung-in-frage-gestellt-hg-leitungen-machen-bemuehungen-ueberfluessig.html>

- Eine neue Bestimmung des Szenariorahmens entsprechend ambitionierter umweltpolitischer und energiepolitischer Zielsetzungen und Anforderungen (insbesondere Klimaschutz, Stromeinsparung, Emissionsminderung (z. B. Quecksilber aus Kohlekraftwerken)
- Eine Ausrichtung der Netzentwicklungsplanung an dezentralen /regionalen Energiekonzepten und der Entwicklung der regionalen Stromnetze
- Eine wirkliche Strategische Umweltprüfung mit der Einbeziehung sämtlicher Wirkungsfaktoren (Umwelt und Gesundheit) und einer Prüfung von Alternativen (dezentrale Erzeugung in KWK, Erdkabel, power-to-gas, weitere Flexibilitäten, Lastmanagement, Speicher, Abschaltungen, regionale integrierte Stromprodukte)

5. Projekte mit gemeinschaftlichem Interesse

5.1. **Stromnetzplanung für „übergeordnete Interessen“.** Ein weiterer oder alternativer Grund für den NEP 2025 ist, dass die HGÜ-Leitungen seitens der EU-Kommission als „project of common interest“ (PCI) festgelegt wurden. Gemäß der EU-Verordnung 347/2013³¹ und des europäischen Netzausbauplans TYNDP sind diese PCI-Leitungen durch die EU-Kommission und den Verband der europäischen Netzbetreiber ENTSOE festgelegt. Die Richtlinie gibt vor, dass diese Leitungen in den nationalen Netzentwicklungsplänen umzusetzen sind. Diese Umsetzung anderweitig festgelegter Leitungen erfolgt jedoch ohne eine europäische Netzplanung mit Beteiligung der Öffentlichkeit, was ein Verstoß gegen die Aarhus-Richtlinie darstellt, und *ohne europäische übergreifende Strategische Umweltprüfung*, was einen Verstoß gegen die EU-SUP-Richtlinie darstellt.

Man kann sicherlich der Auffassung sein, dass diese PCI-HGÜ-Leitungen für den Transport von Strom aus Wasserkraft von Norwegen in die Schweiz und Italien benötigt würden, man kann der Auffassung sein, dass ein Ausgleich zwischen Kohlestrom aus Polen mit Atomstrom aus Frankreich erfolgen müsse und dies dem „europäischen Strommarkt“ dienen sollte. Der BN lehnt einen europäischen Strommarkt nicht ab. Es ist aber innerhalb dieses Strommarktes sicherzustellen, dass gleichermaßen Vorgaben zum Abschalten von Atomkraftwerken und zum Ausstieg aus der Kohleverstromung erfolgen und die Stromnetzplanung nicht willkürlich, sondern zur Minimierung des Übertragungs-Netzausbaus erfolgt. Wenn der EU-Stromnetzausbau dem Konzept der „Kupferplatte“ folgt, und einem quasi behinderungsfreien Stromhandel zugunsten einzelner Stromerzeuger, -händler und Großverbraucher dient, dann sind diese Vorteile durch eine SUP mit den Nachteilen derjenigen zu vergleichen, die hiervon nicht profitieren und an denen diese Leitungen nicht nur ohne jeglichen Nutzen, sondern nur mit Belastungen verbunden vorbeigeführt werden. Bei der Planung europäischer Stromnetze ist ein Vergleich zwischen überregionalen und regionalen Lösungen durchzuführen, bei dem die Umweltauswirkungen erhoben und bewertet und einbezogen werden.

Es kann nicht sein, dass dieser Leitungsbau quer durch Deutschland im Wesentlichen dem Stromhandel dient und nicht der Umsetzung politischer Beschlüsse zur Energiewende in Deutschland.

Diese „PCI-Projekte“ im NEP 2025 in Deutschland wurden aufgrund von Beschlüssen der europäischen Stromnetzbetreiber ENTSO-E zum Zehnjahresnetzentwicklungsplan TYNDP aufgenommen. Grundlage ist die EU-Richtlinie EU 347/2013. Dies entbindet jedoch die europäischen Stromnetzbetreiber nicht davon eine Strategische Umweltprüfung (SUP) mit Alternativenprüfung und Öffentlichkeitsbeteiligung für diese PCI-Projekte auf EU-Ebene durchzuführen. Der auf EU-Ebene

³¹ Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des EU Parlaments und des Rates vom 17.4.2013 zu Leitlinien für eine transeuropäische Energieinfrastruktur (...), Abl. L 115/39 vom 24.4.2013

durch ENTSO-E durchgeführte „Stakeholder-Dialog“ ist dazu allerdings hinsichtlich der Beteiligung der Öffentlichkeit in Deutschland nicht ausreichend, zudem praktisch nicht bekannt und bietet auch keinen Rechtsschutz. Umgekehrt haben die PCI-Projekte und der TYNDP keinerlei Rechtswirkung³². Die PCI-Projekte werden somit in den deutschen NEP 2025 aufgenommen, obwohl der Nachweis fehlt, dass diese Vorhaben für die Entwicklung des deutschen Stromnetzes zwingend erforderlich wären. Der NEP 2025 verweist darauf, dass ca. 40 TWh, also eine Leitungskapazität von 8-10 GW, nur für den Stromtransit durch Deutschland erforderlich seien. 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 erfolgen³³, bei der z.B. zu untersuchen wäre, ob Maßnahmen in anderen EU-Staaten und dortigen Stromnetzen den Ausbaubedarf in Deutschland reduzieren könnten.

6. Änderung des Bundesbedarfsplans im Rahmen der Gesetzesnovelle zum Energieleitungsbau

Der Deutsche Bundestag hat am 3.12.2015 den Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus (18/4655, 18/5581) in der vom Wirtschaftsausschuss geänderten Fassung (18/6909) angenommen. Hauptaspekt war die Einführung eines Vorrangs der Erdverkabelung in der Bundesfachplanung.

In den im Wirtschaftsausschuss des Bundestags eingeführten Änderungen war von einem zum anderen Tag jedoch ein Artikel mit der Neufassung der Liste des Bundesbedarfsplans angefügt worden. Hierbei erfolgte eine Festlegung der Leitung des Korridors D, Nr. 5 von Wolmirstedt nach Isar sowie die Einbringung weiterer neuer Leitungsvorhaben.

Hintergrund waren die Eckpunkte der Parteivorsitzenden von CDU, CSU und SPD vom 1.7.2015, bei denen als „politisches Ziel“ vereinbart wurde, dass die Bundesnetzagentur im laufenden Verfahren zum NEP 2024 prüfen solle, ob der Netzknoten Isar bei Landshut ein geeigneter Endpunkt sein könne. Im NEP 2024 war jedoch Gundremmingen als Endpunkt eingebracht worden. Die Bundesnetzagentur hat in ihrer Bestätigung des NEP 2024 vom September 2015 festgestellt, es sei „Sache des Gesetzgebers, inwieweit er bei der Festlegung zusätzliche Aspekte einbezieht oder bestimmte Aspekte anders gewichtet. In diesem Sinne könnte der Gesetzgeber auch eine alternative Maßnahme Wolmirstedt-Isar/Landshut“ einschließlich „ergänzender Ertüchtigungsmaßnahmen im Drehstromnetz für vorzugswürdig halten.

Der Deutsche Bundestag hat diesen Vorschlag „als Gesetzgeber“ auch aufgegriffen und umgesetzt. Dies erfolgte allerdings erst einen Tag vor der Abstimmung im Bundestag und unter weitgehender Umgehung der Opposition sowie der Öffentlichkeit. Zugleich hatten die Übertragungsnetzbetreiber noch im Rahmen der Konsultation des NEP 2025 zwei Varianten des Korridors D vorgelegt, die in

³² Siehe zur Prüfung der juristischen Fragen: M. Dross, Dr. J. Bovet, Einfluss und Bedeutung der europäischen Stromnetzplanung für den nationalen Ausbau der Energienetze. ZNER 2014, Heft 5, S. 430 f.

³³ 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-Konvention zu verbinden sind.

diesem Verfahren einem Vergleich bzw. einer grundsätzlichen Prüfung ihrer Notwendigkeit unterliegen. Dieser Entscheidung im NEP 2025 hat der Gesetzgeber nun vorgegriffen und den Endpunkt Isar festgelegt sowie ein weiteres Leitungsvorhaben, das im NEP 2024 nicht enthalten war, beschlossen.

Mit diesem Verfahren hat der Deutsche Bundestag jedoch nicht nur ein äußerst undemokratisches Verfahren gewählt, sondern auch gegen selbst beschlossene gesetzliche Regelungen zur Stromnetzentwicklungsplanung verstoßen. Zunächst ist es erforderlich, dass nach § 12 c EnWG die ÜNB einen Entwurf vorlegen, der von der BNetzA der Öffentlichkeit vorgelegt wird und zu dem die BNetzA einen Umweltbericht zur Strategischen Umweltprüfung vorlegt. Die nunmehr beschlossenen Leitungsvorhaben (Wolmirstedt-Isar sowie ergänzende Leitungen) waren jedoch nicht im NEP 2024 enthalten und sind auch nicht in der SUP geprüft worden. Sodann wäre es erforderlich gewesen, dass die BNetzA gemäß § 12 e (1) EnWG den von ihr geprüften NEP 2024 der Bundesregierung als Entwurf für den Bundesbedarfsplan vorlegt. Die Bundesregierung selbst müsste diesen Entwurf (nach eigener Prüfung) dem Bundesgesetzgeber vorlegen. Das Vorgehen einer Einbringung von Leitungsvorhaben direkt über den Bundestag und seine Ausschüsse ist gesetzlich nicht vorgesehen. In jedem Fall ist mit der Beschlussfassung des Bundestags vom 3.12.2015 die erforderliche Strategische Umweltprüfung sowie die Öffentlichkeitsbeteiligung gemäß UVPG § 14 d umgangen worden. § 12 e (1) EnWG betont sogar, dass die BNetzA auch bei wesentlichen Änderungen des NEP so zu verfahren hat. Dies betrifft zudem nicht nur die neu eingebrachten Vorhaben oder deren Verlauf, sondern den gesamten Bundesbedarfsplan, da einzelne Leitungsvorhaben Auswirkungen auf den gesamten Netzplan haben.

Die vom Bundestag am 3.12.2015 beschlossene Änderung des Bundesbedarfsplans ist somit nicht nur eine Vorgehensweise, die politisch zu kritisieren ist, da sie die Rechte der Opposition missachtet hat und sämtliche Verfahren zur Erhöhung der Transparenz und der Akzeptanzschaffung zum Stromnetzausbau „ad absurdum“ geführt hat. Noch schwerer wiegt, dass dieser Beschluss in klarem Widerspruch zu den Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes erfolgte, der ein schrittweises Einbringen und Prüfen des Netzentwicklungsplans mit Umweltprüfung und Öffentlichkeitsbeteiligung vorsieht. Der Deutsche Bundestag hat es damit aber in Kauf genommen, dass aufgrund dieses politischen und Verfahrensfehlers nicht nur die Änderungen des Bundesbedarfsplans, sondern der Plan nun insgesamt auf rechtlich schwacher Grundlage steht. Denn genau die Beschlussfassung über die „energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf“ für Vorhaben des Bundesbedarfsplans hat keine fachliche Grundlage mehr, da der Änderungsvorschlag der BNetzA zur Festlegung des Endpunktes Isar ohne netztechnische Berechnung erfolgte und hierzu keine Umweltprüfung durchgeführt wurde.

Für den nunmehr vorgelegten NEP 2025 hat diese Entscheidung insofern Bedeutung, dass der im Rahmen des NEP 2025 noch durchzuführende Vergleich der dort als B1 2025 GI und B1 2025 GG bezeichneten Varianten des Korridors D nunmehr entfällt. Zudem wurden mit dem Beschluss weitere Leitungsvorhaben mit den Nummern 37 – 47 in den Bundesbedarfsplan aufgenommen, die in der Bestätigung des NEP 2024 enthalten waren, mit Ausnahme der Maßnahme 47, die im NEP 2024 nicht enthalten war. Dies bedeutet, dass ein Großteil der Vorhaben, die im Rahmen der Konsultation des NEP 2025 von der Öffentlichkeit beurteilt werden sollen, nun durch den Beschluss des Bundestags festgelegt ist und einer Alternativenprüfung nicht mehr zugänglich ist. Die Änderungen des Deutschen Bundestags müssten daher in den NEP 2025 eingearbeitet werden. Zudem müssten die Beschlüsse hinsichtlich des Vorrangs von Erdverkabelung ebenso in den NEP 2025 einfließen.

Es müsste daher zum einen geprüft werden, ob der Beschluss des Deutschen Bundestags zur Änderung des Bundesbedarfsplans rechtlich Bestand haben kann, da er mit Umgehung von Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes erfolgte.

Zum anderen hat dieser Beschluss die Vorlage des NEP 2025 faktisch sowohl in seiner inhaltlichen Substanz als auch hinsichtlich der Möglichkeiten der Prüfung und Einwendung durch die Öffentlichkeit entwertet, indem während der Konsultationsphase des NEP 2025 schon fertige Tatsachen durch die Bedarfsfestlegung geschaffen wurden. Es müsste daher das Verfahren zur Konsultation des NEP 2025 aufgehoben und völlig neu gestartet werden.

7. Stellungnahme zu den Projekten P44 / P44 mod. Sowie DC5 / DC6, Oberfranken, Landkreis Coburg

7.1. Ablehnung des NEP 2025 aus Naturschutz-fachlicher Sicht

Das Gebiet des Naturschutzgroßprojektes des BUND „GRÜNES BAND – Rodachtal - Lange Berge - Steinachtal“ (Landkreise Coburg, Kronach, Hildburghausen, Sonneberg in Bayern und Thüringen) wird bereits durch die im Bau befindliche 380 kV-Leitung zwischen Landesgrenze Bayern / Thüringen und Redwitz a.d. Rodach aufgrund der Zerschneidung von ökologisch sehr wertvollen, überregional bedeutsamen Lebensräumen deutlich beeinträchtigt.

im Fördergebiet des Naturschutzgroßprojektes zur Errichtung und Sicherung schutzwürdiger Teile von Natur und Landschaft mit gesamtstaatlich repräsentativer Bedeutung werden im NEP 2025 nun zusätzlich zwei weitere Stromtrassen geplant:

- P44 bzw. P44 mod,
- DC5 / DC6.

Leitziel des Naturschutzgroßprojektes ist der Biotopverbund zahlreicher naturschutzfachlich wertvoller Lebensräume im Bereich des Projektes, wobei dem Grünen Band als „Rückgrat“ eine Vernetzungsfunktion zukommt. Großflächige Wälder, wertvolle Kulturlandschaftsbiotope und Fließgewässer sind über funktional geeignete Trittsteine und Korridore daran angebunden. Hauptzielsetzung des Projektes ist es, naturnahe Abschnitte des Grünen Bandes im Projektgebiet dauerhaft in ihrer Lebensraum- und Strukturvielfalt zu erhalten und andere Bereiche gezielt zu entwickeln, um den naturschutzfachlichen Wert wiederherzustellen. Weitere Ziele sind der dauerhafte Schutz, die Pflege und die Entwicklung wertvoller, seltener oder bedrohter Wald-gesellschaften und Kulturlandschaftsbiotope sowie die Fließgewässerrenaturierung in ausgewählten Abschnitten.

Das FFH-Gebiet 5632-302 „Tal der oberen Itz“ und das Naturschutzgebiet (NSG) „Itztal und Effeldertal bei Weißenbrunn vorm Wald“ sind im Pflege- und Entwicklungsplan des Naturschutzgroßprojektes als „ökologisch sehr wertvoll von überregionaler Bedeutung für den Artenschutz“ eingestuft. Mit ca. 50 ha Wasserfläche ist der „Froschgrundsee“ (Schönstädtsee) das größte stehende Gewässer im Projektgebiet und ist damit von besonderer Bedeutung für das Naturschutzgroßprojekt als Rast- und Brutgebiet zahlreicher gefährdeter gewässer- und feuchtgebietsgebundener Arten wie z.B. Schwarzstorch, Graureiher, Silberreiher, Kormoran, Fischadler, sowie diverser Gänse, Enten (z.B. Krickente) und diverser Limikolen.

Durch den Bau der ICE-Trasse und der im Bau befindlichen 380 kV-Leitung („Thüringer Strombrücke“) ist bereits eine Verschlechterung dieses NSG- und FFH-Gebiets eingetreten. Durch den Bau von weiteren Hochspannungsleitungen in unmittelbarer Nähe würde nun eine nicht mehr akzeptable weitere Verschlechterung der naturschutzfachlichen Qualität dieses Gebietes eintreten, die auch die bundesweite Bedeutung des Naturschutzgroßprojekts in diesem Bereich in Frage stellt.

Der Bau der 380 kV-Leitung über den Froschgrundsee und Itztal quer zur Vogel-Hauptzugrichtung hat bereits trotz der Markierung der Erdseile zu einer nicht hinnehmbaren Beeinträchtigung besonders geschützter Vogelarten geführt. Da insbesondere viele Langstreckenzieher nachts fliegen, kommt es zu tödlichen Zusammenstößen mit Freileitungen, die sie - auch trotz der Erdseilmarkierung - im Dunkeln nicht sehen können. Vor allem bei schlechter Witterung (Nebel) und starkem Wind sind Zusammenstöße mit dem Erdseil unvermeidbar. Bei schlechten Witterungsbedingungen sind auch alle oben genannten Brutvögel und Nahrungsgäste besonders durch meist letalen Leitungsanflug betroffen. Die Überspannung der Graureiher-Brutkolonie wird zumindest bei jungen, noch flugunerfahrenen Graureihern, zu einer nicht akzeptablen Erhöhung der Mortalität aufgrund von Leitungsanflug führen (Der BN wertet dies als Verstoß gegen das Tötungsverbot).

Das NSG „Naturwaldreservat Schwengbrunn“ und das FFH-Gebiet 5631-371 „Muschelkalkzug von den Langen Bergen bis nach Weißenbrunn v. Wald“ im Bereich der Hohen Schwenge wurden im Pflege- und Entwicklungsplan des Naturschutzgroßprojekts ebenfalls als „ökologisch sehr wertvoll von überregionaler Bedeutung für den Artenschutz“ eingestuft. Hier kommt insbesondere der FFH-Lebensraumtyp Waldmeister-Buchenwald (*Asperulo-Fagetum*) (LRT 9130) vor. Naturschutzfachlich bedeutsame Arten sind z.B. Hohltaube, Mittelspecht, Rotmilan, Bechsteinfledermaus, Mausohr und Mopsfledermaus. Durch die Anlage von weiteren Maststandorten und Zufahrtswegen ist mit zusätzlichen Beeinträchtigungen des wertvollen orchideenreichen Waldmeister-Buchenwalds zu rechnen. Auch die an die Rodungsflächen angrenzenden Waldbereiche werden durch Veränderung des Mikroklimas (Licht, Feuchtigkeit) und der Vegetation beeinträchtigt. Das Entwicklungsziel „Erhalt, Entwicklung und Wiederherstellung naturnaher alt- und totholzreicher Wälder“ des Pflege- und Entwicklungsplans für das Naturschutzgroßprojekt wird daher in diesem Kerngebietsteil erheblich beeinträchtigt werden, da nach dem Bau von weiteren Hochspannungsleitungen keine flächige naturnahe Entwicklung eines geschlossenen Waldgebiets mehr möglich ist.

Durch den geplanten Bau der Gleichstromleitungen DC5 / DC6 sind außer den oben genannten Eingriffen massive Eingriffe in SPA- und FFH-Gebiete (Itz-, Rodach- und Baunachau, Itztal von Coburg bis Baunach, Eierberge bei Banz und Teile des Banzer Waldes) zu befürchten.

Der BN lehnt die Errichtung einer neuen HGÜ Leitung, oder weiterer 380 kV-Leitungen, gleich welcher Form, oder anderer neuer Gleichstromleitungen durch das Gebiet des Naturschutzgroßprojektes durch den Landkreis Coburg ab, da dies mit der Bedeutung des gesamtstaatlich repräsentativen Naturschutzgroßprojekts „Grünes Band Rodachtal – Lange Berge – Steinachtal“ nicht zu vereinbaren ist.

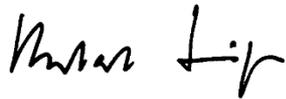
7.2. Ablehnung des NEP 2025 aus Sicht des Immissionsschutzes

Der BN lehnt ab, dass die geplante HGÜ-Leitung P44 mod. ab dem Übergabeort Schalkau in Thüringen im Coburger Land Mindestabstände zur Wohnbebauung unter 60 Meter unterschreiten würde, in den Kommunen Dörfels-Esbach, Weißenbrunn v. Wald, Schönstädt, Mittelberg, Oberwohlsbach, Großgarnstadt.

Weitere fachliche Einwände und Hinweise des BN und des BUND, die im Rahmen dieser Stellungnahme vorgetragen wurden, sind weitere gute Gründe, die Stromnetzplanung völlig neu zu starten.

Nürnberg, 11. Dezember 2015,

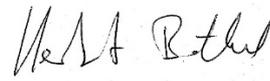
Mit freundlichen Grüßen



Prof. Dr. Hubert Weiger
Vorsitzender



Richard Mergner
Landesbeauftragter



Dr. Herbert Barthel,
Referent für Energie- und Klimaschutz

Unter Mitwirkung von

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

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