

# Fraktion DIE LINKE. im Thüringer Landtag

Jürgen-Fuchs-Straße 1  
99096 Erfurt

## Stellungnahme zur Konsultation des ersten Entwurfes „Netzentwicklungsplan Strom 2025“

Sehr geehrte Damen und Herren,

hiermit nehmen wir Stellung zum ersten Entwurf „Netzentwicklungsplan Strom 2025“.

### 1. Einleitung:

Eingangs vielen Dank für die Vorlage des Netzentwicklungsplanes Strom 2025 und der hierzu anberaumten Anhörung, an der wir uns gern beteiligen. Auch wenn ein Teil der Anhörung durch den Beschluss des Bundestages vom 5. Dezember 2015 bereits ad absurdum geführt wurde. Wir begrüßen den Vorrang Erdverkabelung vor Freileitungsbau durchaus, jedoch hat die Große Koalition im Bund mit ihrem Beschluss zugleich einige zusätzlich Stromtrassen in den Bundesbedarfsplan aufgenommen, und zwar – das muss man klar sagen – gegen die Regeln, die sie sich selbst im Energiewirtschaftsgesetz, im Energieleitungsausbaugesetz und im Netzausbau-beschleunigungsgesetz gegeben hat. Inwieweit die Anhörung zu den beschlossenen Projekten so überhaupt noch einen Sinn ergibt und diese und weitere Änderungen am Entwurf des Netzentwicklungsplanes politisch motiviert sind, ist doch das zugrunde Legen des NOVA-Prinzips (Netzoptimierung von Verstärkung und Ausbau) und ob dieses überhaupt Anwendung findet oder je Anwendung gefunden hat zu hinterfragen. Auf konkrete Beispiele werden wir in der Stellungnahme noch eingehen.

Die Berücksichtigung der Spitzenkappung von drei Prozent zur Vermeidung des Netzausbaus für „die letzte kWh“ wird begrüßt.

Gestatten Sie uns aber noch einige grundsätzliche Bemerkungen:

Im Thüringer Koalitionsvertrag 2014 bis 2019 „Thüringen gemeinsam voranbringen – demokratisch, sozial, ökologisch“, zwischen den Parteien DIE LINKE., SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN, der die Grundlage für die Regierung in Thüringen bildet, heißt es:

*„4.5. Klimaschutz und Energiewende: Die Koalition will eine erfolgreiche Energiewende gestalten, die dezentral, regional und regenerativ ist. (...) Die Koalition wird die regionalen Wertschöpfungspotenziale, die sich aus der außergewöhnlichen Ausgangslage Thüringens (Energie-Transitland, keine Großkraftwerke, starke kommunale Eigentümerschaft, hoher Stromimport, etc.) ergeben, sorgfältig analysieren. Insbesondere für den Zusammenschluss von Hybridkraftwerken (virtuelle Kraftwerke) ergeben sich Potenziale, die wir nutzen wollen.*

*Thüringen muss die Chancen der Energiewende nutzen. Wir werden eine Energie- und Klimaschutzstrategie erarbeiten, die insbesondere Zeitschienen für den engagierten Ausbau erneuerbarer Energie, die deutliche Erhöhung der Energieeffizienz und den*

*Ausstieg aus dem Import konventioneller Energieträger und mittels konventioneller Energieträger erzeugter Energie beinhaltet. Dazu bedarf es einer umfassenden, länder- und zuständigkeitsübergreifenden Kooperation und Abstimmung. (...)*

*4.6. Energie- und Klimaschutzstrategie: Die Herausforderung der Thüringer Energiepolitik liegt in der Verbindung folgender Elemente: Klima- und Umweltschutz, Naturschutz, Versorgungssicherheit, Verhinderung von Energiearmut, Akzeptanz für nachhaltige und zunehmend dezentralisierte Energieerzeugung und Energieinfrastruktur unter Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger.*

*Thüringen soll bis 2040 seinen Eigenenergiebedarf bilanziell durch einen Mix aus 100 Prozent regenerativer Energie selbst decken können. Bis zum Jahr 2020 wollen wir einen Anteil von 35 Prozent erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch erreicht haben.“*

Es ist also auch ein Ziel der Thüringer Landespolitik, die Wertschöpfung in Thüringen im Bereich der Energieerzeugung zu steigern und im Land zu verankern. Gegenwärtig wird in Thüringen nur etwas mehr als 50 Prozent des verbrauchten Stroms selbst hergestellt. Daher ist entsprechend der Festlegungen im Koalitionsvertrag auch davon auszugehen, dass es auf längere Sicht nicht zu einem expliziten Stromexport aus Thüringen und zu dessen Notwendigkeit kommen wird. Vielmehr werden die dargestellten Maßnahmen nicht zum Transport von Strom innerhalb Deutschlands benötigt, sondern dazu den Transit durch Deutschland zu ermöglichen und Braunkohlestrom aus den Revieren in Sachsen-Anhalt und Brandenburg zu transportieren und exportieren.

Daraus ergibt sich für uns die Notwendigkeit, die geplanten Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber im vorgelegten Entwurf nicht nur zu hinterfragen. Sie sind einer gründlichen Prüfung zu unterziehen und auch politisch zu bewerten. Die Netzbetreiber werden seit Jahren im Rahmen der Konsultationen aufgefordert, ihre Lastflussmodelle und Eingangsparameter der Bundesnetzagentur sowie der Öffentlichkeit zur Überprüfung zur Verfügung zu stellen, da diese ansonsten für die Öffentlichkeit und die Bundesnetzagentur nicht nachvollziehbar sind. Gerade diese Intransparenz führt aber dazu, dass dies nur schwerlich oder fast unmöglich ist.

Hier sollte der Gesetzgeber aktiv werden und umgehend Änderungen vornehmen, um die Nachvollziehbarkeit der dargelegten Bedarfe auch überprüfbar zu gestalten. Wir erwarten deshalb, dass diese Daten seitens der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Anhörungsverfahren den daran Beteiligten ohne Einschränkungen zur Verfügung gestellt werden.

Politisch stellt sich die Frage, inwieweit sich durch die politischen Weichenstellungen – in Bayern, durch den Bundeskabinettsbeschluss, durch den Bundestag – die Vorgaben der Gesetze und auch des NOVA-Prinzips überhaupt noch stellen, oder ob diese zwar vorher bereits bestanden hatten, aber nach dem Prinzip „Papier ist geduldig“ nicht ausreichend beachtet wurden.

## **2. Allgemeine Hinweise und Einwendungen:**

### **2.1. Szenarien und Regionalisierung:**

Es wurde wie in drei Basisszenarien unterschieden, erstmals in Szenario B mit 4 Unterszenarien und der Unterscheidung in Szenario B GG – Entflechtung Grafenrheinfeld und Grundremmingen sowie in Szenario B GI – Entflechtung

Grafenrheinfeld und Isar. Allerdings hat sich durch die politische Entscheidung am 5. Dezember 2015 im Deutschen Bundestag das Szenario B GG bereits erledigt. Nachteilig wird bewertet, dass die CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele nur in den Szenarien B2 2025 und C 2025 berücksichtigt worden sind.

Wiederum nicht betrachtet wurde ein Szenario mit geringstmöglichem Zubau an Übertragungstrassen in Deutschland. Aber gerade bei der Festlegung der Szenarien und der Betrachtung der Regionalisierung hätte der Versuch unternommen werden müssen, eventuelle Entwicklungen in Betracht zu ziehen. So blieb gänzlich unbeachtet, inwieweit sich die abzeichnende Entwicklung auf Eigenerzeugung und Eigenverbrauch von Bevölkerung, öffentlichen Dienstleistern, Handwerk und Industrie auf die zu erwartenden Lastflüsse auswirken wird. So gibt es in Thüringen Bestrebungen, über Faulanlagen die Stromerzeugung für Abwasserreinigungsanlagen selbst zu erzeugen, durch Photovoltaikanlagen in Verbindung mit Windkraft den Eigenstromverbrauch in der Fabrik, zu Hause oder bei öffentlichen Dienstleistungen nebenan selbst zu produzieren zu speichern und nicht mehr auf die geringeren Margen des EEG bei Netzeinspeisung zu setzen. Power To Head ist hier eine aktuelle Speichermöglichkeit für Nah- und Fernwärmenetze, für Prozesswärme etc., aber auch die vermehrte Installation von stationären Stromspeichern, eventuellen KfZ-Stromspeichern und der Möglichkeiten der intelligenten Zähler und Netze (Smart Grid) wird nicht mit einbezogen.

Gerade diese Dezentralisierung der erneuerbaren Energien und deren Nutzung werden sich auf den zu übertragenden Bedarf auswirken. Auch die ab 1. Januar 2016 geltende Selbstvermarktung von Anlagen – ab einer Leistung von 100 kW – wird sich auf die Lastflüsse auswirken, da davon auszugehen ist, dass in der Regel, regional und dezentral der Strom vermarktet wird, was letztlich dazu führt, dass weniger Lastflüsse das Netz der ÜNB beanspruchen. So werden neue Technologien wie „Power to Heat“ vermehrt zur regionalen und dezentralen Nutzung und Speicherung der erzeugten erneuerbaren Energien beitragen. Auch „Power to Gas“ als mögliche Variante der Speicherung und Weiterleitung von Strom wird nicht betrachtet und somit die technologischen Möglichkeiten der Zukunft unterschätzt.

Fraglich ist außerdem der erwartete weitere Zubau an erneuerbaren Energien. Aufgrund der Umsetzung der Ausschreibungsmodelle kommt ein erheblicher Faktor ab 2017 auf den Markt zu, dessen Auswirkungen heute noch nicht betrachtet werden können. Inwieweit die zur Versteigerung anstehenden Kontingente umgesetzt werden, ist in Frage zu stellen, hierfür werden ebenfalls die notwendigen Flächen und Kapazitäten benötigt. Ob das alles zum Startzeitpunkt zur Verfügung steht, ist derzeit fraglich, auch weil vor allem kommunale und energiegenossenschaftliche Projekte schwer umsetzbar erscheinen.

## **2.2. Entwicklung Stromerzeugung:**

Unberücksichtigt lässt der Netzausbauplan nach unserer Auffassung die zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland. Es wird von Lastannahmen ausgegangen, die derzeit weder ersichtlich, noch planbar sind. Die Entwicklung im Bereich der E-Mobilität wird für den Verbrauch überschätzt. Das Ziel, eine Million Elektrofahrzeuge bis 2020 auf die Straße zu bringen, ist doch eher einer Wunschvorstellung als der Realität entsprechend. Stand heute: 18.948 E-Autos. Das entspricht zwar einem Zuwachs von 6.792 gegenüber dem Jahr 2014. Jedoch im

Vergleich zur geplanten Gesamtzahl ist die Anzahl vernachlässigbar. Selbst wenn man berücksichtigt, dass jährlich in Deutschland zirka drei Millionen Fahrzeuge neu zugelassen werden, ist eine erfolgreiche Produktion und Markteinführung von Elektrofahrzeugen bis zu der politisch gewünschten Zahl bis 2020 heute nicht absehbar.

Festzustellen ist ebenfalls, der Stromverbrauch in Deutschland sinkt bei gleichzeitigem Anstieg des Stromexports.

Die Zahlen des BMWI 2010 bis 2014:

- Bruttostromerzeugung - 3,1 %
- Nettostromerzeugung + 0,4 % (durch sinkenden Kraftwerkseigenverbrauch)
- Stromexport + 24,0 %
- Stromimport - 8,0 %
- Bruttoinlandsverbrauch - 6,0 %
- Nettostromverbrauch - 5,4 %

Diese Zahlen lassen die Vermutung aufkommen, dass ein Ziel des Netzausbauplanes die weitere Steigerung des Stromexports darstellt. Hierbei sei aber auf das Grünbuch des BMWI hingewiesen. Darin heißt es unter 1.4.: Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem steuert die Synchronisierung: *„(...) Zusammen mit der Regelleistung sorgt das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem dafür, dass genau so viel Strom in das Stromnetz eingespeist wird, wie gleichzeitig aus diesem entnommen wird. (...)“* Wenngleich eine Liberalisierung des europäischen Stromhandels politisches Ziel ist und im europäischen Markt ebenfalls Kapazitäten für den deutschen Strommarkt gesehen werden, so ist es dennoch unerklärlich, dass die deutschen Stromkunden über die Netznutzungsentgelte in den Versorgungsgebieten der Übertragungsnetzbetreiber dafür zur Kasse gebeten werden. Hier verkennt die Bundesnetzagentur ihre Aufgabe als Dienstleister der Energiewende in Deutschland, wenn der Stromexport, wie in den o.g. Zahlen belegt, in den nächsten Jahren zu Lasten der deutschen Verbraucher weiter gesteigert wird, in dem man die netztechnischen Voraussetzungen dafür schafft.

Insofern ist auch anzufügen, dass derzeit von 8.760 möglichen Betriebsstunden pro Jahr, die Braunkohlekraftwerke von Vattenfall in Sachsen-Anhalt 7.600 Stunden und damit an 316 Tagen im Jahr Volllast fahren. (Michael von Bronk, Vorstand Vattenfall Europe Mining & Generation AG, Cottbus beim 6. Mitteldeutschen Energiegespräch in Leipzig). Damit wird das vorgegebene Ziel konterkariert, die neu gebauten Trassen würden benötigt, um den Stromtransport aus erneuerbaren Energien von Nord- nach Süddeutschland zu sichern. Das führt dazu, dass durch den Anfall von Braunkohlestrom die Anlagen für erneuerbare Energien abgeregelt werden, weil die Trassen nicht mehr ausreichend Strom transportieren können. Daher ist anzunehmen, dass ein weiterer Ausbau nur der Sicherung der Braunkohleverstromung dient.

### **2.3. Stromtransport:**

Gemäß der Marktsimulation der Übertragungsnetzbetreiber, wird der Stromtransit durch Deutschland weiter ansteigen und je nach Szenario in 86 bis 92 Prozent der Jahresstunden zugrunde gelegt. Wobei die Maximalwerte zwischen 13,4 bis 15,8 GW/h schwanken. Dies ist umso bedenklicher, da die deutschen Verbraucher und nicht die Stromlieferanten und die Stromkunden für die Netzkosten (Verluststrommengen, Kosten für Redispatch, Refinanzierungs- und Betreiberkosten) bezahlen. Auch die

Exportmengen an Strom steigen deutlich, im Szenario B1 2025 im Vergleich zu 2013 von einem Saldo von 32,5 TW auf 71,2 TW. Das erklärt den verstärkten Ausbau der Interkonnektoren nach Schweden und Österreich, der im NEP mit der Nutzung der Speicher in Nordeuropa und im Alpenraum begründet wird. Im Vergleich mit dem Ausbau der Exportkapazitäten und dem Transit erscheint diese Begründung nicht plausibel. Wenn man auf die europäische Netzentwicklungsplanung schaut und die Vorgaben aus dem europäischen Netzentwicklungsplan TYNDP (Ten Years Network Development Plan) des Verbundes der Europäischen Netzbetreiber ENTSO-E und die Rolle der dort implementierten Marktmodelle sowie Rolle der „Projekte gemeinsamen Interesses“ PCI (Projects of Common Interests) betrachtet, wird deutlich, dass in den dortigen regionalen Netzentwicklungsplänen eine deutlich Zunahme der Interkonnektoren-Kapazitäten vom TYNDP 2014 bis 2016 vorgesehen ist. Daher sollte deutlicher drauf eingegangen werden, welche Projekte den europäischen Vorgaben folgen und welche wirklich der Verteilung in Deutschland sowie speziell der Versorgungssicherheit dienen. Vor allem die angeführten Transitzkapazitäten lassen erhebliche Zweifel aufkommen. Jedoch mit Blick auf die großen Projekte, wie den Thüringen betreffenden DC5/6GI und Südlink, wäre es wichtig, die Öffentlichkeit umfassend zu informieren, inwieweit diese Leitungen dazu dienen, den Preis- und nicht den ökologisch getriebenen europäischen Strommarkt zu bedienen und welcher Anteil tatsächlich dem innerdeutschen Stromtransport zugute kommt.

Ein konkreter Ansatz wäre hier, neben der Berücksichtigung von Speicherkapazitäten, die Kosten für den stromhandelsseitig erforderlichen Netzausbau bzw. den für die Spitzenlast der Stromtransite in einer Stunde erforderlichen Netzausbau sowie den zukünftigen Netzbetrieb und Verluststrommengen auf die Verursacher der Lastflüsse anstatt auf die Verbraucher umzulegen und zu ermitteln, wie sich derartige Preissignale auf den Marktwert bestimmter Stromerzeugungen auswirkt. Da sich der Handel mit Strom bei derartigen Eingriffen in den Markt aus Kostengründen mehr regionalisieren würde, müsste somit auch der Transportbedarf erheblich sinken.

#### **2.4. Energieeffizienz:**

Seitens der Übertragungsnetzbetreiber werden beim benötigten Übertragungsnetzbedarf nach unserer Auffassung die Energieeffizienzziele der Bundesregierung und der Bundesländer nicht beachtet. Gemäß „Nationalem Aktionsplan Energieeffizienz“ sollen 20 Prozent bis 2020 und 50 Prozent bis 2050 durch Maßnahmen der Energieeffizienz am Gesamtenergieverbrauch eingespart werden. Das betrifft dann natürlich nicht nur den Strommarkt. Einige Maßnahmen des Bundes, der Länder und der EU lassen genau das erwarten: Programme zur energetischen Gebäudesanierung, das Verbot der Glühlampen, die Reduzierung der Staubsaugerleistung etc., all das sind Maßnahmen, die einer Steigerung der Energieeffizienz und damit der Senkung des Stromverbrauchs dienen. Die Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber wiederum lassen eine entsprechende Berücksichtigung der Ziele von EU, Bund und Ländern bei den angenommenen Lastannahmen absolut nicht erkennen. Nur im Szenario C 2025 wird ein um fünf Prozent geringerer Stromverbrauch angenommen. Bei allen anderen Szenarien geht man vom gleichen Stromverbrauch wie im Referenzjahr 2013 aus.

#### **2.5. Speicher und -technologien:**

Seitens der Bundesnetzagentur werden in Bezug auf die Speicherung der neuen Energien nur unzureichende Annahmen getroffen. Diese betreffen hauptsächlich Pumpspeicherwerke. Neue Entwicklungen und Forschungen werden trotz des Betrachtungszeitraumes bis 2025 und 2035 nicht berücksichtigt und als Varianten im Szenario nicht aufgeführt. Gerade die vergangenen Jahre haben jedoch bewiesen, welche großen technologischen Fortschritte im Bereich der erneuerbaren Energien erreicht werden konnten. Warum ausgerechnet diese nicht im Bereich der Speichertechnologien mit aufgeführt werden, entzieht sich unserer Erkenntnis.

BMWI (Internet): *„Leistungsfähige Speicher sind notwendig, um die starken Einspeiseschwankungen der erneuerbaren Energien auszugleichen. (...) Die Technologieentwicklung fördert die Bundesregierung aktuell im Rahmen der Förderinitiative Energiespeicher seit 2012 mit rund 250 Projekten und 200 Millionen Euro.“*

Daher sollte, wie bereits vorher erwähnt, ein weiteres Szenario diese vorhersehbare Entwicklung berücksichtigen.

Auch wenn derzeit die Rahmenbedingungen für den wirtschaftlichen Betrieb von Speichern fehlen, so ist doch nicht davon auszugehen, dass diese in Zukunft keine Rolle spielen werden. Vor allem Speicher können der Netzentlastung dienen und der Volatilität der erneuerbaren Energien entgegenstehen.

### **3. Maßnahmen des Netzentwicklungsplanes für Thüringen:**

#### **3.1. DC5/6I: HGÜ-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern:**

Durch die schon erwähnte Entscheidung des Bundestages für diese Trasse wird die Maßnahme DC5/6G nicht weiter betrachtet, auch wenn die hier geäußerten Bedenken für diese Maßnahme gleichfalls zutreffend sind.

Unter der Maßgabe der unter Punkt 2. bereits gemachten Angaben erscheint diese Trasse als nicht notwendig, da sie nicht dem Transport erneuerbarer Energien aus dem Norden in den Süden Deutschlands dient. Der Verdacht erhärtet sich, wenn man dem geplanten DC-Netzausbau HansaPowerBridge (HPB) M460 von Güstrow nach Schweden betrachtet. Die Begründung zur Erschließung neuer Speicherkapazitäten für den deutschen Markt, um das Gelingen der deutsche Energiewende zu sichern, erscheint sehr weit hergeholt. In der Begründung zum Projekt DC5/6I (wortgleich DC5/6G) heißt es: *„Als wirkungsvolle Alternative zur Maßnahme DC6I wird die Verlängerung der Maßnahme bis zum nördlichen Verknüpfungspunkt Güstrow gesehen. (...) So kann durch die Verlängerung die Offshore-Windenergie bedarfsgerecht über die DC-Struktur direkt nach Süddeutschland übertragen werden. (...)“* Dazu passt dann auch die beantragte Kapazitätserhöhung der Variante DC5I von 4 GW um 2 GW auf dann 6 GW.

Das alles ergibt eine durchgängige DC-Trasse von Schweden (HansaPowerBridge) bis Bayern (Isar) mit Verstärkung der Interkonnektoren nach Österreich. Unter Beachtung der Entwicklung des Stromexportes und des Stromtransits durch Deutschland, erscheint die Architektur der Stromtrassierung, zu Lasten der deutschen Verbraucher, in einem anderen Licht.

#### **3.2. P44 - M28b und P44mod. – M28bmod.: AC-Verbindung Schalkau-Grafenrheinfeld:**

Die Maßnahme P44-M28b wird abgelehnt. Es wird wohlwollend zur Kenntnis genommen, dass infolge des politischen Drucks die ÜNB nunmehr bereit sind, eine Alternative für die Maßnahme P44-M28b vorzuschlagen mit der Maßnahme P44mod-M28bmod. Auch wenn die modifizierte Variante länger ist, vermeidet sie durch die Aufrüstung bestehender Systeme und die Nutzung vorhandener Korridore, eine neue Rauminanspruchnahme durch Neubau einer neuen Trasse. Unverständlich ist, dass die ÜNB erst durch den politische Druck nach neuen Varianten sucht und nicht schon auf die vorgebrachten Einwände von Bürgern und Kommunen reagiert hat. Der Bedarf war bereits seit dem NEP 2012 beantragt worden. Diese ist auch in der Anhörung des Ausschusses für Umwelt, Energie und Naturschutz des Thüringer Landtages am 1. Juli 2015 in Hildburghausen deutlich geworden. Hier wurde nochmals darauf hingewiesen, wie lange bereits Bürgerinitiativen und Kommunen gegen das Projekt P44 kämpfen. Wenn man dabei bedenkt, dass durch den politischen Druck auch das Projekt DC51/G verändert worden ist, hier kam der Vorrang von Erdverkabelung vor Freitrassierung und die neuen Trassenführung zustande, dann stellt sich doch die Frage, inwieweit die Netzbetreiber tatsächlich das NOVA-Prinzip zur Anwendung gebracht haben und wie bei dessen konsequenter Anwendung eine Netzarchitektur in Deutschland aussehen könnte.

### **3.3. Projekt P127 lfd. Nr. 18 im vorherigen NEP:**

Das im NEP 2024 beschriebene Umspannwerk ist nicht mehr Bestandteil des NEP. Es wurde von der Bundesnetzagentur im Bundesbedarfsplan 2024 als nicht schlüssig eingestuft und nicht bestätigt. Von daher ist es folgerichtig, dass im jetzt vorgelegten NEP diese Maßnahme nicht mehr mit aufgenommen worden ist. Die Frage, die sich aber stellt, ist: Haben die ÜNP das Umspannwerk – infolge der Einstufung der BnetzA – nicht mit aufgenommen oder der neuen Systematik folgend nicht aufgenommen, da es nun als Maßnahme im Verteilernetz eingestuft worden ist? Dem steht die Aussage der TEN in o.g. Anhörung entgegen, dass das planerische Vorgehen und die Entscheidung zur Notwendigkeit des Netzknotens derweil bei 50 Hertz lägen (ausweislich Protokoll der Sitzung vom 1.07.2015). Zur weiteren Information sei hier angefügt, dass seitens der TEN derzeit kein Bedarf an einem Umspannwerk bei Schalkau bestünde. Begründung: Durch eine Leitung in Westthüringen wurde eine sichere Lastreserve von 50 MW in Südthüringen gewonnen und 30 MW entfallen durch die Eigenversorgung der Bahn mit Strom für die ICE-Trasse. Eine neue Bedarfsermittlung wird dazu im Jahr 2017 durch die TEN durchgeführt. 50 Hertz wird aufgefordert, sich nach dem derzeitigen Erkenntnisstand zu dem Projekt zu äußern und nicht durch die Veränderung der Ausweisungssystematik eine öffentliche Anhörung zu dem Projekt umgehen zu wollen.

### **3.4. Weitere Maßnahmen, die Thüringen betreffen:**

Maßnahmen wie die Netzverstärkung und Neubau in bestehender Trasse wurden nicht weiter betrachtet. Dort wird die weitere Entwicklung betrachtet und verfolgt. Eine umfassende Beteiligung der Behörden und Bürger vor Ort wird vorausgesetzt. Bei der Maßnahme DC4 (Südlink) wird zu betrachten sein, inwieweit Thüringen von der Trassierung betroffen ist, da die bestehende Unschärfe der Ellipse auch Thüringen betrifft. Die ÜNB werden aufgefordert, hier bei der weiteren Planung, unabhängig

davon, dass wir diese Maßnahme, wie auch die v.g. nicht für erforderlich halten, das Biosphärenreservat Rhön zu beachten. Hinzuzufügen ist dabei, dass die Bedenken gegen die Trasse und ihre Notwendigkeit unter der Maßgabe der Erhöhung der Export- und Transitleistung auf dem deutschen Strommarkt gleichfalls bestehen.

#### **4. Schlussfolgerungen:**

Nach den vorherigen Ausführungen kommen wir zu dem Schluss, dass der erste Entwurf des Netzentwicklungsplanes Strom 2025 die Übertragungsnetzbetreiber und deren Ausbauziele widerspiegelt und versucht, diese wirksam zu begründen.

Jedoch werden die möglichen technologischen Entwicklungen, von der Bevölkerung akzeptierte Notwendigkeiten der Energiewende und politisch gewollte Entwicklungen in den von uns betrachteten und bewerteten Teilen des Planes nicht mit einbezogen und finden somit in den Betrachtungen keine oder nur ungenügende Berücksichtigung. Auch die immer wieder angeführte Begründung eines engpassfreien Netzes ist aus unserer Sicht nicht notwendig und volkswirtschaftlich auch nicht sinnvoll. Engpassmanagement gehört zum normalen Netzbetrieb, wenn die Netzintegrität gewahrt bleibt soll. Notwendig wäre viel mehr eine Einschätzung, wie ein Netz beschaffen sein muss, um unter den vorgenannten Voraussetzungen mit Engpässen zu funktionieren, den Bedarf an Stromtransport in Deutschland zu gewährleisten und kostengünstig sowie wirtschaftlich sinnvoll zu betreiben. Dies fehlt und wird auch nicht nachvollziehbar dargestellt.

Dazu sollte einer dezentralen Stromerzeugung, welche prognostizierbar und regelbar ist und damit dauerhaft zur Netzentlastung beiträgt, mehr Bedeutung zugemessen werden. Ein wichtiges Instrument dazu ist u.a. der Erhalt bzw. die Verbesserung der bestehenden Regelungen zur dezentralen Einspeisevergütung.

Eine weitere Möglichkeit zur Vermeidung von Netzausbau sehen wir in einer Herstellung von lokal ausgeglichenen Stromflusssalden durch Ansiedlung von stromintensiven Verbrauchern in der Nähe von vorhanden Erzeugungsanlagen. Dies könnte z.B. durch differenzierte Netzentgelte, welche solche Ansiedlungen attraktiv machen, erreicht werden.

Hier sind aber nicht nur die ÜNB gefragt, sondern auch die Bundesnetzagentur und die Bundesregierung, hier entsprechende Regelungen zu schaffen und nicht durch Neuregelung der Netznutzungsabrechnung entsprechend dem " Gemeinsamen Positionspapier der Landesregulierungsbehörden und der Bundesnetzagentur zur Auslegung von § 2 Nr. 11 und § 17 Abs. 2a StromNEV (Pooling)" Regularien zu schaffen die m Sinne der Vermeidung von weiteren Netzausbau kontraproduktiv sind.

Mit der Veröffentlichung der Stellungnahme sind wir einverstanden.

Im Auftrag

Steffen Harzer  
Mitglied des Landtages  
Sprecher für Energiepolitik und Klimaschutz