

Stadtrat Weida
Fraktion SPD//GRÜNE//ProKommune

Verfasser
Dr. rer. nat. Robert Bankwitz
Bahnhofstraße 2
07570 Weida
info@inbona.com
0176 3435 8919

Teilnahme an der Konsultation zum NEP 2030 am 28. Februar 2017

Zusammenfassung:

Das Projekt DC5 Wolmirstedt – Isar für 2 GW soll mit heutiger erprobter Technologie ca. 5 Milliarden Euro kosten. Das ist weder wirtschafts- noch sozialverträglich. Mit der von Infranetz AG für SüdLink vorgeschlagenen, aber noch nicht erprobten Technologie, kann für dieses Geld zu einem späteren Zeitpunkt (nach 2035) ein transeuropäisches 2 x 2 GW DC Kabel von Güstrow (mit Anbindung an die Hansa-PowerBridge und ggf. an das DC-Offshorekabel Ost-2-4) nach Braunau St. Peter errichtet werden. Der Bedarf entsteht aber erst, wenn die vier nach 1990 neu errichteten Braunkohlenblöcke in der Lausitz vom Netz gehen. Das AC-Netz hat noch genügend Ausbaureserven, die auch im Zusammenhang mit dem Kohleausstieg für die Modellregion WindNODE zu nutzen sind. Insbesondere ist ein Netzbau mit den Maßnahmen Streumen – Eula – Weida – Herlasgrün – Mechlenreuth und Lauchstädt – Pulgar / Eula – Röhrsdorf sowie Jessen – Taucha – Pulgar – Großschwabhausen erforderlich. Dadurch können die in Bayern maximal erforderlichen 16 GW über Thüringen n-1-sicher aus dem Netzgebiet von 50Hertz zugeführt werden.

Anmerkungen:

Die Prognosen nach Bundesländern sind nur bedingt hilfreich. Besser wären Prognosen nach Netzgebieten, die in einem oder mehreren Netzknoten an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Für 50Hertz ist die Aufschlüsselung nach Bundesländern ausreichend, Für Bayern wären eher die Regierungsbezirke aussagekräftig. In Kapitel 2.5 in den Tabellen installierte Leistung je Bundesland und in Kapitel 3.2.2 in den Tabelle Bundesländerbilanzen sollte die Übersichtlichkeit durch Ausweitung der jeweiligen Summe für jedes Bundesland bzw. Netzgebiet verbessert werden. Weiterhin sollte die Netzanalyse Kapitel 4.2.2 nicht nur für das Startnetz, sondern auch für das Netz mit dem als einigermaßen gesichert angesehenen Zubau erfolgen.

Positiv gegenüber dem NEP 2025 ist anzumerken, dass statt der mit gleichem Kraftwerkspark extrem unterschiedlichen B1- und B2-Szenarien jetzt im NEP 2030 für B 2030 und B 2035 nahezu ausgeglichene Stromhandelsbilanzen vorliegen. Das macht die Netzbetrachtungen robuster. Dennoch sind die Prognosen über künftige Preise für Energieträger und CO2-Zertifikate mit großer Vorsicht zu betrachten. Und noch weniger kalkulierbar sind politische Entscheidungen. Umso wichtiger sind Plausibilitätsbetrachtungen zur Entwicklung der Stromnetze.

Die hohen Stromexporte Polens, für alle Szenarien mit 16 bis 20 TWh unterstellt, sind nicht nachvollziehbar. Polen hat eine etwa ausgeglichene Stromhandelsbilanz und für die von Polen gewünschten Kernkraftwerke werden sich keine Investoren finden. Nach dem Pariser Klimagipfel verbietet sich der Ausbau von Kohlekraft. Auch für Deutschland ist eine schnellere Abschaltung der al-

ten Braunkohlenblöcke zu erwarten. Und das 1995 in Betrieb genommene Kraftwerk Schkopau geht spätestens 2035 vom Netz. Für den Tagebau Vereinigtes Schleenheim, und damit für das 2000 in Betrieb genommene Kraftwerk Lippendorf, könnte ebenfalls 2035 Schluss sein, wenn das Abbau-feld Grotzsch Dreieck nicht mehr aufgefahren wird. Die beantragte Erweiterung Kiritzsch des jetzt aufgefahrenen Abbaufeldes Peres wurde bekanntlich nicht bewilligt.

Damit die **Stromversorgung wirtschafts- und sozialverträglich** bleibt, darf der Netzausbau nur in dem tatsächlich erforderlichen Umfang und in der günstigsten Variante erfolgen. Das Dogma NOVA sollte durch NOVUM-A ersetzt werden: Das Stromnetz wurde immer umgebaut und mit sich ändernden Bedingungen muss es dies auch weiterhin. Eine Gesamtmaßnahme sollte als **Netzausbau** begünstigt und nicht als Ausbau bewertet werden, wenn an anderen Stellen in gleichem Umfang Leitungen zurückgebaut werden. Denn letztendlich erfordern die zu bewältigenden Transportaufgaben bei Umwegführungen in vorhandenen Trassen ein umfangreicheres Netz und damit mehr Rauminanspruchnahme.

Anlage Konsultation NEP 2025:

Da das Verfahren **NEP 2025 abgebrochen** wurde und die stattgefundenen **Konsultationen** auch **nicht in der Bundesbedarfsplanung berücksichtigt** wurden, ist unsere Beteiligung an der Konsultation NEP 2025 als Anlage beigefügt. Die wesentlichen Aussagen hier zusammengefasst:

Mit dem Bau von ca. 250 km neuer 380-kV-Leitungen Mechlenreuth – Herlasgrün – Weida/Rückersdorf – Frohburg (weiter bestehende Leitung nach Streumen) und Röhrsdorf – Frohburg – (bestehende Leitung über Eula) – Pulgar – Lauchstädt werden wahrscheinlich die gleichen Effekte erzielt, wie im Szenarium B2 2025 mit der Summe der Projekte P38 Pulgar – Vieselbach 103 km, P39 Röhrsdorf – Weida – Remptendorf 107 km viersystemig, P214 Streumen – Röhrsdorf 83 km, P218 Weida – Eula – Röhrsdorf 119 km, P220 Streumen – Eula 84 km und P217/219 Ragow – Jessen – Marke – Lauchstädt 221 km, insgesamt also 717 km Leitungsneubau in bestehenden Trassen. Mit etwa dem gleichen Aufwand im Wechselstromübertragungsnetz wie für die Szenarien B1 2025 oder C 2025 lässt sich das Netz wahrscheinlich so verstärken und ausbauen, dass es bis 2025 unabhängig von der tatsächlichen Entwicklung der äußerst volatilen Situation Stromimport und Stromexport bleibt. Mit dem Design **compactLine** soll das Landschaftsbild im Raum Weida aufgewertet werden.

Kritik an den HGÜ-Planungen:

Die Konsultation zum NEP 2025 ist nicht in die Bundesbedarfsplanung eingeflossen. Dass ist eine schwerwiegende Missachtung der Öffentlichkeitsbeteiligung. Das Konzept mit vier DC-Korridoren wurde für Freileitungen entwickelt und dann wegen vermeintlicher Akzeptanzgründe ungeachtet exorbitanter Mehrkosten mit Erdverkabelung in das BBPG aufgenommen. **HGÜ-Leitungen als Erdverkabelung sind verfrüht: Die Technologie ist noch nicht ausgereift und noch sehr teuer.** Alle Kostenschätzungen sind noch mit sehr großen Unsicherheiten behaftet.

Andererseits erfolgt die Anbindung von bis zu 3.658 MW Offshore-Windparks der Ostsee über Drehstromkabel trotz langer Trassen mit sehr hohem kapazitivem Blindstrom (nur Ost-2-4 für 900 MW als 320 kV-DC-Kabel). Vor diesem Hintergrund sind die Interconnectoren **P65 und P313** zu dem synchronen belgischem Netz als HGÜ nicht nachvollziehbar, da hier die **Laststeuerung wesentlich kostengünstiger mit Phasenschieber-Transformatoren** erfolgen könnte.

Die für 2025 nahezu zeitgleich geplante Inbetriebnahme der HGÜ-Projekte DC1, DC3, DC4 und DC5 ist nicht nachvollziehbar: sinnvoll ist eine Streckung und zeitliche Staffelung. Unverständlich

ist, warum die Inbetriebnahme von DC2 als Hybridfreileitung „Ultranet“ auf bestehenden Masten erst für 2021 geplant ist, obwohl das AKW Philippsburg bereits 2019 stillgelegt wird. Zweckmäßig wäre auch, DC1 bis zur Stilllegung des AKW Neckarwestheim 2022 in Betrieb zu nehmen, um **schnellstmöglich Erfahrungen mit den neuen 525 kV-Erdkabeln zu sammeln und die von Ingo Rennert, Ifranetz AG aufgezeigten Sparpotentiale zu erproben; auch hinsichtlich der Trassenführung entlang von Autobahnen.** Erforderlich ist aber auch noch die Entwicklung von Gleichspannungswandlern im GW-Leistungsbereich zur direkten Einspeisung aus DC-Seekabeln in die HGÜ des Korridors A. Erst dann liegen nach 2025 die für die Realisierung der Projekte DC3 und DC4 erforderlichen Erfahrungen vor. Allerdings sollte SüdLink als Multi-Terminal-Leitung mit Endpunkt Dellmensingen/ Vöhringen oder besser gleich Westtirol errichtet werden.

Das Projekt DC5 Wolmirstedt-Isar ist völlig überflüssig: Das AC-Netz hat, wie unten dargelegt wird, noch genügend Ausbaureserven. Im NEP 2012 wurden für 2032 im Korridor D postuliert 2 GW Lauchstädt – Meitingen und 2 GW Güstrow – Meitingen. Im NEP 2014 kommen für 2034 noch 2 GW Güstrow – Lauchstädt hinzu. Im NEP 2025 stehen dann 4 GW für Wolmirstedt – Gundremmingen oder Wolmirstedt – Isar. Jetzt stehen im NEP 2030 als SüdOstLink für 2030 Wolmirstedt – Isar mit 2 GW als Projekt DC5 und für 2035 Güstrow – Isar mit 2 GW als Projekt DC19. Für 2035 kommt dann der ehemalige Korridor B in Form der neuen Projekte DCX und DCY hinzu. Statt dieser beiden Projekte werden aber **neue Speichertechnologien benötigt. Mit Power to Gas** könnte in der Nordsee gewonnene Energie mittels Gaskraftwerken zeitlich entkoppelt bedarfsgerecht in Süddeutschland eingespeist werden.

Im Rahmen des transeuropäischen Netzausbaues ist **im Korridor D** statt DC5 und DC19 für den Zeitraum **nach 2035 ein 2 x 2 GW Erdkabel vom UW Güstrow nach Braunau, UW St. Peter** sinnvoll zur Verknüpfung der Hansa-PowerBridge und einiger Offshore-Windparks der Ostsee (Einspeisung von Ost-2-4 in Güstrow statt in Siedenbrünzow) mit dem 380 kV-Ring Österreichs. (Im UW Ludersheim könnte ein 2 GW Konverter zum Anschluss Mittelfrankens vorgesehen werden.) Aber benötigt wird dieser DC-Korridor nur für den europäischen Stromhandel (mit skandinavischem Atomstrom) und nicht für die deutsche Versorgungssicherheit. Die Betrachtung der europäischen Stromhandelsbilanzen ergibt für Österreich den Bedarf für diese Leitung erst im Rahmen der Abschaltung der Braunkohlekraftwerke Schwarze Pumpe, Lippendorf und Boxberg bis 2040. (Bis Ende 2022 wird der Atomstrom vom AKW Isar im Wesentlichen für Österreich produziert.)

Das **Projekt P222 Ottenhofen – Oberbachern** wird als **Bedarf für DC5** begründet. Da stellt sich natürlich schon die Frage, warum das Netz der TenneT in Oberbayern nicht (über Oberbrunn, Walschenseewerk, Silz) bis zum **UW Westtirol** verstärkt wird? Denn im n-1-Fall beträgt hier die Transitzkapazität zu den Speicherkraftwerken in Vorarlberg und Westtirol lediglich 793 MW.

Netzausbau ohne SüdOstLink:

Die künftigen Erzeugerkapazitäten und Nachfragen erfordern auf Grund der geographischen Gegebenheiten einen Netzausbau, mit dem Bayern in bestimmten Situationen vollständig über Thüringen aus dem Gebiet von 50Hertz mit Strom versorgt werden kann. Die Übertragungskapazität der 2 GW des Erdkabel-Projektes DC5 ist dafür völlig unzureichend und auch nicht erforderlich. In B 2035 ist für Bayern ein Maximalbedarf von 16,6 GW prognostiziert. Davon entfallen $\frac{1}{4}$ auf die Regierungsbezirke Unterfranken und Schwaben und $\frac{3}{4}$ auf den Rest Bayerns. (Sollte das Tarifgebiet Deutschland-Österreich in einen Nord- und einen Südteil getrennt werden, mit niedrigeren Strompreisen im Norden und höheren Strompreisen im Süden, könnten gewisse Abstriche gemacht werden.)

Mit den Projekten **P48, P304, P305 und P74** wird der schwäbische Netzbereich von Amprion für 2

GW n-1-stabil an Grafenrheinfeld angebunden. (Nettoleistung AKW Gundremmingen C und B 2,572 GW.) Die Versorgung von Unterfranken und Schwaben aus dem Netzknoten Grafenrheinfeld/ Berggrheinfeld ist gewährleistet, wenn das von der bayerischen Staatsregierung blockierte Projekt **P44** Altenfeld – Schalkau – Grafenrheinfeld (und **nicht P44mod!**) realisiert wird. Grafenrheinfeld ist dann über Altenfeld – Schalkau und parallel über Mecklar – Dipperz für 4 GW Übertragungsleistung n-1-stabil an Vieselbach angebunden. (Nettoleistung AKW Grafenrheinfeld war 1,275 GW.)

Die Regierungsbezirke Oberfranken, Mittelfranken, Oberpfalz, Niederbayern und Oberbayern können über Thüringen über folgende drei Trassen mit einer maximalen Kapazität von 14 GW versorgt werden: Altenfeld – Redwitz – Würgau – Raitersaich – Neufinsing/ Ottenhofen, Weida – Remptendorf – Redwitz – Ludersheim – Altheim/ Isar (– St.Peter) und Weida – Herlasgrün – Mechlenreuth – Schwandorf – Pleinting (– St.Peter). Diese sechs parallelen Systeme sind für 12 GW n-1-stabil und dazu kommen Kapazitätsreserven über Röhrsdorf – Hradec – Ezenricht und über Grafenrheinfeld – Raitersaich. Zur besseren Stabilität sollte die Querspange Schwandorf – Ludersheim – Raitersaich auf 380 kV umgerüstet werden und das Projekt P53 von Altheim über Ludersheim direkt bis nach Würgau geführt werden (von Ludersheim bis Forchheim der auf 110 kV degradierte Abschnitt der Reichssammelschiene). (Wie bereits dargelegt, spielt für die Versorgungssicherheit dieses Netzgebietes das AKW Isar keine Rolle.)

Für das **Projekt P33** Wolmirstedt – Wahle kann die Stromtragfähigkeit durch Umbeseilung erhöht werden: Helmstedt – Wahle auf 3.600 A und Wolmirstedt – Helmstedt auf 3.000 A. Mit einem Lückenschluss (26 km) von Helmstedt zum geplante UW Schwanebeck der Leitung Wolmirstedt – Klostermansfeld – Querfurt – Lauchstädt kann dann die Leitungskapazität Helmstedt – Wahle voll ausgenutzt werden; das Ziel der Maßnahme M24a ist damit erreicht. Und als Ersatz für M24b bietet sich ein Lückenschluss (29 km) zwischen UW Marke und der Leitung Wolmirstedt – Förderstedt – Ragow mit einem neuen Schaltfeld bei Coswig an (Bereich Thießen/ Buko). Damit wird nicht nur die Leitung Helmstedt – Wahle wirksam entlastet, sondern auch die Transportkapazität von Wolmirstedt nach Lauchstädt erhöht. Zur Entlastung der Verbindung Marke – Lauchstädt sollte dann die Leitung Eula – Taucha auf 380 kV verstärkt und um ca. 20 km verlängert werden zur Anbindung an die Leitung Ragow – Jessen – Lauchstädt im Bereich Schönwölkau (OT Lindenhayn).

Mit dem im NEP 2030 neu identifizierten Projekt P251 Pulgar – Lauchstädt **sind die Projekte P150 und P224** über Wolframshausen zur Erhöhung der n-1-Sicherheit der Verbindung Lauchstädt – Vieselbach **überflüssig**. Ein strategischer Nutzen für eine mögliche Verbindung von Wolframshausen in den Raum Göttingen ist nicht erkennbar. Mögliche Pumpspeicherwerke Ellrich bis zu 640 MW und Hainleite bis zu 500 MW sind noch nicht in Planung. Dafür wäre dann P150 ausreichend.

Das **Projekt P38 ist durch P251 nicht mehr für die n-1-Absicherung** der maximalen Einspeisung des Kraftwerkes Lippendorf erforderlich. Wenn ein Neubau P38 (ab dem künftigem UW Zeit) erfolgt, sollte von Großhelmsdorf (bei Schkölen) in neuer Trasse nach UW Großschwabhausen etwa 25 km Trasse eingespart werden. Damit wird das UW Vieselbach entlastet und der Weg in Richtung des Hauptlastflusses nach Remptendorf etwa 55 km kürzer mit entsprechend weniger Leitungsverlusten. Der Abschnitt Vieselbach – Großschwabhausen – Remptendorf wurde erst Anfang der 90er Jahre für 380 kV neu errichtet.

Das **Projekt P39 ist nachrangig gegenüber P218**, welches im 1. Entwurf des NEP 2030 fehlt. Die Leitung **Röhrsdorf – Weida – Remptendorf** muss sicher irgendwann erneuert werden und dann natürlich mit Hochstrombeseilung. Wichtig ist, dass die Leitungen zur besseren Einpassung in das Landschaftsbild **in dem neuen Design compactLine** ausgeführt werden. Vordringlich ist aber die bereits in der Konsultation zum NEP 2025 dargelegte Trasse Streumen – Frohburg/ Eula – Weida – Herlasgrün – Mechlenreuth und die Querspange Querfurt – Lauchstädt – Pulgar – Eula/ Frohburg – Röhrsdorf – Markersbach. Erfreulicherweise ist der Abschnitt Pulgar – Eula als P251 im NEP 2030

neu als Bedarf identifiziert. Dieser besteht aber auch für P218 Röhrsdorf – Eula – Weida zur Entlastung der Relation Streumen – Röhrsdorf, für die jetzt P214 nicht mehr „vorschlagswürdig“ sein soll.

Durch Netzbau können insgesamt folgende Hauptverbindungen für den Transport der in Bayern maximal erforderlichen 16 GW zur Verfügung stehen:

- [westliche Ausweichstrecke:] Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle – Mecklar - Grafenrheinfeld
- Wolmirstedt – Förderstedt – Coswig – Marke – Lauchstädt – Vieselbach – Altenfeld – Schalkau – Grafenrheinfeld
- (Kraftwerk Jänschwalde –) Preilack – Ragow – Jessen – Schönwölkau/Lindenhayn – Taucha – Eula – Pulgar – Zeitz – Großschwabhausen – Remptendorf – Altenfeld – Redwitz – Raitersaich – (Irsching / Sittling) – Ottenhofen
- (Kraftwerk Schwarze Pumpe –) Graustein – (ggf. Entmaschung in Preilack) – Streumen – Eula – Weida – Remptendorf – Redwitz – Ludersheim – (Sittling / Irsching) – Altheim – St. Peter
- (Kraftwerk Boxberg –) Bärwalde – Streumen – Röhrsdorf – Mechlenreuth – Ezenricht – Pleinting – St. Peter
- [östliche Ausweichstrecke:] (Schwarze Pumpe – Boxberg) – Bärwalde – Schmöln – Röhrsdorf – Hradec – Ezenricht
- Netzstabilität durch Verbindung zwischen diesen Leitungen: Pumpspeicherwerk Markersbach – Röhrsdorf – Eula – Pulgar (Kraftwerk Lippendorf) – Lauchstädt (Kraftwerk Schkopau) – Querfurt – Klostermansfeld – Schwanebeck – Helmstedt

Im Regelfall sind das acht gut vermaschte Systeme mit je 2,3 GW Übertragungskapazität bei Hochstrombeseilung. Damit stehen im n-1-Fall ohne Inanspruchnahme der Ausweichstrecken sieben Systeme mit zusammen 16,1 GW zur Verfügung.

Leitungen für den Kohleausstieg:

Nord-Ost-Deutschland dient als Modellregion für die Gestaltung der Energiewende. Das Projekt **WindNODE** umfasst die gesamte Regelzone von 50Hertz (ohne den Raum Hamburg). Bereits etwa 2030 wird sich dieses Gebiet bilanziell vollständig mit regenerativ erzeugten Strom versorgen. Für das Stromtransitland Thüringen mit seinen großen Pumpspeicherwerken ist dieses Ziel für 2040 geplant. Andererseits werden in Nord-Ost-Deutschland etwa 2/3 des deutschen Braunkohlestromes erzeugt. Und das ist etwa der Bedarf an Stromimport von Bayern. Langfristig setzt Bayern auf Strombezug über die Transeuropäischen Netze (vgl. dazu auch die Ausführungen zu den HGÜ-Projekten SüdLink und SüdOstLink). Für das Modell **WindNODE** kann das **Übertragungsnetz** so gestaltet werden, dass in dieser Region bis 2030 ein **virtueller Ausstieg aus der Braunkohleverstromung** erfolgt. Dazu werden die beiden Doppelsysteme von Preilack nach St. Peter für den gesteuerten Transport des Braunkohlestromes in der Modellregion WindNODE entmascht. In der Lausitz erfolgt die Einspeisung aus Jänschwalde, Schwarze Pumpe und Boxberg in den Ring Streumen – Bärwalde – Graustein – Preilack – Streumen. In den Ring Weida – Röhrsdorf – Streumen – Eula – Weida kann Lippendorf (und ggf. Schkopau) einspeisen. Und über den Ring St. Peter – Pleinting – Mechlenreuth – Herlasgrün – Weida – Remptendorf – Redwitz – Ludersheim – Altheim – St. Peter erfolgt die gezielte Entnahme durch entsprechende Vermaschung. Entnahmen in der Region WindNODE werden als Stromimporte bilanziert. Der Südraum von Sachsen ist dabei einmal über Ragow/Schönwalde – Streumen – Niederwartha und zum Anderen über Pulgar – Eula – Röhrsdorf in die Modellregion eingebunden. **Die viersystemige „Kohleausstiegsleitung“ Preilack – St. Peter** wird für den realen Kohleausstieg von SüdOstLink in der oben dargelegten transeuropäischen Variante abgelöst und ist dann für den innerdeutschen Verbund frei verfügbar. In der Zeit des virtuellen Kohleausstieges können bis auf Schwarze Pumpe die „noch nicht ausgestiegenen“ Blöcke der Braunkohlekraftwerke in das übrige Netz in der Region des Modells WindNODE einspeisen. Das **Projekt P40** Verstärkung Graustein – Bärwalde **entfällt** für die „Kohleausstiegsleitung“.

Anlage zur Konsultation zum NEP 2030:

Stadtrat Weida
Fraktion SPD//GRÜNE//ProKommune

Verfasser
Dr. rer. nat. Robert Bankwitz
Bahnhofstraße 2
07570 Weida

Teilnahme an der Konsultation zum NEP 2025 30. Oktober bis 13. Dezember 2015

Der Entwurf des NEP 2015 hält einer Plausibilitätsbetrachtung für den mitteldeutschen Raum nicht stand! Auch sind negative Auswirkungen auf den Raum Weida vermeidbar:

Für die Szenarien A 2025 und B1 2025 sind die Projekte P150 Querfurt/Nord – Wolframshausen und P224 Wolframshausen – Ebeleben – Vieselbach zur Verstärkung des Netzes nach Südwest für den Abtransport von Strom aus den beiden Braunkohlekraftwerken Schkopau und Lippendorf erforderlich. Für Szenarium C sind diese Maßnahme und P124 Wolmirstädt – Klostermansfeld – Querfurt/Nord nur erforderlich, um auf die Gleichstromleitung D6 verzichten zu können, was nachvollziehbar ist. Aber bereits 2035 wird in Sachsen und Sachsen-Anhalt auch im Szenarium B1 mit 27,0 TWh weniger Braunkohlenstrom erzeugt als 2025 im Szenarium B2 mit 28,3 TWh. Und für Szenarium B2 sind die Maßnahmen P150 und P224 nicht vorgesehen.

Andererseits ist für Szenarium B2 mit 32,0 TWh Netto-Import 2025 und 7,9 TWh Netto-Export in 2035 eine massive Netzverstärkung im mitteldeutschen Raum erforderlich. Das sind P217 und P219 mit insgesamt 221 km von Ragow nach Lauchstädt und P220 Streumen – Eula mit 84 km sowie Röhrsdorf – Eula – Weida mit 119 km. Zusätzlich wird in diesem Szenarium für P39 Röhrsdorf – Weida – Remptendorf mit Maßnahme M29b die Zahl der Stromkreise von zwei auf vier verdoppelt. (Das sollte eigentlich nur für den Abschnitt Weida – Remptendorf erforderlich sein, aber gerade hier stellt eine viersystemige 380-kV-Leitung einen sehr schweren Eingriff in das Landschaftsbild dar, Schlagwort „Monstertrasse“).

Benötigt wird aber eine Netztopologie, die sowohl für Szenarium B1 als auch B2 geeignet ist, da der Unterschied lediglich in der Auslastung der konventionellen Kraftwerkskapazität und in der Import- Exportsituation besteht und damit äußerst volatil ist. Beide Szenarien rechnen mit den gleichen Energieerzeugungsanlagen! Szenarium B2 bedeutet per Saldo, dass deutsche Emissionsziele durch Import fossil oder gar nuklear erzeugten Stroms erreicht werden. Politisch anstrebenswert wäre ein B0-Szenarium mit ausgeglichener Import-Export-Bilanz.

In den Alternativbetrachtungen zu Projekt P38 Pulgar – Vieselbach wurde die Option Leitungsneubau Pulgar – Lauchstädt in bestehender 220-kV-Trasse zu Unrecht verworfen.

In den Alternativbetrachtungen zu Projekt P39 Röhrsdorf – Weida – Remptendorf wurde die Option

Leitungsneubau Röhrsdorf – Crossen – Herlasgrün – Mechlenreuth zu Unrecht verworfen, sie ist nur anders in das Netz von 50Hertz einzubinden.

Nach unserer Analyse ergibt sich für den mitteldeutschen Raum bei sehr starken Lastflüssen von Nordost nach Südwest im mitteldeutschen Raum folgende optimale Netztopologie:

Die 380 kV-Leitung Streumen – Eula wird bei Frohburg für eine neue Verbindung von Streumen nach Mechlenreuth getrennt, desgleichen die dort fast berührende 220-kV-Leitung Weida – Eula – Röhrsdorf für eine neue Leitung Röhrsdorf – Eula – Pulgar – Lauchstädt.

Von Mechlenreuth nach Herlasgrün erfolgt ein Netzausbau durch ca. 60 km neue 380 kV-Trasse, etwa entlang der Autobahn A 72. Herlasgrün wird auf 380/110 kV umgerüstet. Von Herlasgrün über Weida bis Frohburg wird die 220 kV-Trasse für die neue 380-kV-Leitung genutzt, die bei Frohburg an die bestehende 380 kV-Leitung nach Streumen angebunden wird. - Wird die Leitung nicht in das UW Weida eingeschleift, können im Raum Weida – Wünschendorf ca. 15 km 220-kV-Trasse zurückgebaut werden. Denn eine reine Schaltanlage zur Verknüpfung mit der Leitung Röhrsdorf – Weida wäre auch am Kreuzungspunkt bei Rückersdorf (südöstlich von Ronneburg) machbar, so überhaupt der Bedarf dafür bestünde.

Als Ersatz für die wegfallende (meistens wenig belastete) Verbindung Streumen – (Frohburg) – Eula – Pulgar erfolgt mit Anbindung an die Relation Steumen - Röhrsdorf ein 380 kV-Leitungsneubau in der 220-kV-Trasse von Röhrsdorf bis Frohburg und dann von Pulgar nach Lauchstädt in der 220-kV-Trasse Eula – Wolframshausen. Von Frohburg bis Pulgar wird die bestehende 380-kV Leitung genutzt (die über ca. 25 km parallel verlaufende 220-kV-Trasse wird rückgebaut; von Lauchstädt bis Querfurt/Nord werden weitere ca. 20 km der 220-kV-Trasse Eula – Wolframshausen rückgebaut.)

Wolframshausen könnte dann in Querfurt/Nord an die Leitung Lauchstädt – Wolmirstädt angebunden werden (Umspannung 220/380 kV). Statt dessen wäre auch eine einsystemige 380-kV-Leitung denkbar („P150 mod.“, vielleicht können dafür die vorhandenen Masten mit neuen Delta-Traversen genutzt werden, desgleichen für die Anbindung über Ebeleben in Vieselbach, „P224 mod.“). Alternativ ist auch eine Rückstufung aus dem Übertragungsnetz in das Verteilernetz auf 110 kV mit Erhöhung der Leiterquerschnitte denkbar. Auch die bei der Zerlegung dieses 220-kV-Netzes verbleibenden Sticleitungen Eula – Taucha, Röhrsdorf – Niederwiesa und Röhrsdorf – Crossen sollten auf 110 kV umgestellt werden können.

Für maximalen Nordost-Südwest-Stromfluss aus Ostsachsen und Brandenburg nach Nordbayern (Ostbayernring und Frankenleitung) stehen damit folgende vier (bzw. fünf) Leitungswege parallel zur Verfügung:

- (Schmölln – Röhrsdorf – Hradece – Etzenricht; für europäischen Transit Nordost-Südwest)
- Preilack – Streumen – (Frohburg – Weida) – Herlasgrün – Mechlenreuth
- Preilack – Ragow – Streumen – Röhrsdorf – Weida – Remptendorf – Redwitz
- Wustermark – Ragow – Lauchstädt – Pulgar – Vieselbach – Altenfeld – Redwitz
- Wolmirstedt – Lauchstädt – Vieselbach – Rempftendorf – Altenfeld – Grafenrheinfeld

Durch die Spange Röhrsdorf – Pulgar – Lauchstädt besteht auch bei Abschaltung einer Leitung noch eine sehr hohe (n-1)-Verfügbarkeit.

Resümee

Bei dem von 50Hertz mit einem Konsortium entwickelten Freileitungssystem compactLine sind Flächenverbrauch und Masthöhen einer 380 kV-Leitung nicht höher als bei einer 220-kV-Leitung. Damit ist die Errichtung der 380-kV-Leitungen in alten 220-kV-Trasse unkritisch . Durch Rückbau

von ca. 60 km 220-kV-Trasse wird der Eingriff für ca. 60 km 380-kV-Neubautrasse Mechlenreuth – Herlasgrün kompensiert. Es handelt es sich hier also nicht um Netzausbau sondern um Netzausbau.

Sämtliche direkten Stromtransporte von Mitteldeutschland nach Bayern verlaufen über die beiden Umspannwerke Vieselbach und Weida. Durch die vorgeschlagene zusätzlichen Strombrücke verlagert sich der Stromfluss insgesamt etwas nach Osten über Weida, wodurch mittelfristig kein Bedarf zur Netzverstärkung um Vieselbach bestehen dürfte. Das bereits geplante Projekt P44 Altenfeld – Schalkau – Grafenrheinfeld kann dann aber auf Bayrischer Seite nicht auch nach Osten verschoben werden (wie in den Szenarien B1 2025 GG und B1 2025 GI). Natürlich kann P44 statt Neubau auch durch Verstärkung der Frankenleitung Schalkau – Redwitz – Würzgau – Eltmann – Grafenrheinfeld auf vier Stromkreise zur „Monsterleitung“ erfolgen; aber dass ist eine Entscheidung von Tennet und der bayerischen Staatsregierung.

Obwohl der Stromfluss über Weida wie im Szenarium B2 2025 verdoppelt wird, kann auf eine „Monsterleitung“ Röhrsdorf – Weida – Remptendorf verzichtet werden. Und durch den Rückbau der 220-kV-Einschleifung in das UW Weida werden im Landschaftsbild um Weida die Blickbeziehungen zur Osterburg als dem bedeutendsten Kulturdenkmal im Ostthüringer Raum aufgewertet.

Mit dem Bau von ca. 250 km neuer 380-kV-Leitungen Mechlenreuth – Herlasgrün – Weida/Rückersdorf – Frohburg (weiter bestehende Leitung nach Streumen) und Röhrsdorf – Frohburg – (bestehende Leitung über Eula) – Pulgar – Lauchstädt werden wahrscheinlich die gleichen Effekte erzielt, wie im Szenarium B2 2025 mit der Summe der Projekte P38 Pulgar – Vieselbach 103 km, Röhrsdorf – Weida – Remptendorf 107 km viersystemig, P214 Streumen – Röhrsdorf 83 km, P218 Weida – Eula – Röhrsdorf 119 km, P220 Streumen – Eula 84 km und P217/219 Ragow – Jessen/Nord – Marke – Lauchstädt 221 km, insgesamt also 717 km Leitungsneubau in bestehenden Trassen.

Mit etwa dem gleichen Aufwand im Wechselstromübertragungsnetz wie für die Szenarien B1 2025 oder C 2025 lässt sich das Netz wahrscheinlich so verstärken und ausbauen, dass es bis 2025 unabhängig von der tatsächlichen Entwicklung der äußerst volatilen Situation Stromimport und Stromexport bleibt. Für präzise Aussagen müssen natürlich die Simulationen für diese B0 Variante gerechnet werden.