

Geschäftsstelle
Bündnis Hamelner-Erklärung e.V.
Bormanns Wiese 1
30900 Wedemark
buero@hamelner-erklaerung.de

Wedemark, den 16. Februar 2022

Häufige wiederkehrende Thesen in der öffentlichen Diskussion

Beantwortung durch Übertragungsnetzbetreiber und Bundesnetzagentur

Das Bündnis Hamelner Erklärung e. V. befasst sich seit vielen Jahren mit der fachlichen und juristischen Vertretung der gemeinsamen Interessen anlässlich der Betroffenheit durch überregionale Vorhaben des Übertragungsnetzausbaus, insbesondere SuedLink, SuedOstLink und Fulda-Main-Leitung. Wir konzentrieren uns dabei stets auf eine konstruktive Beteiligung im Rahmen der laufenden Planungs- und Genehmigungsverfahren, weil auf dieser Ebene konkrete Erfolge durchsetzbar sind. Daneben formulieren aber Bürger und Mitgliedsgemeinden vielfach Bedarfsfragen des Netzausbaus, die weit über das einzelne Projekt hinausreichen. Wir haben aus diesem Grund eine Reihe von Fachfragen, die den Netzausbaubedarf betreffen, zur Kommentierung an die Bundesnetzagentur sowie die beiden Übertragungsnetzbetreiber Tennet und TransnetBW weitergeleitet. Nachfolgend präsentieren wir die von Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreibern erhaltenen Antworten, ohne diese weiter zu kommentieren. Als Bündnis Hamelner Erklärung e. V. sehen wir unseren Schwerpunkt im Rahmen der förmlichen Planungsverfahren und möchten einer Interpretation energiepolitischer Bedarfsfragen nicht vorgreifen.

Übersicht der Thesen:

1. Der Netzausbau ist maßgeblich für den Stromtransport von Leistungsüberschüssen erforderlich, weniger zur Vermeidung von Dunkelflauten, da der stochastische Anfall von EE ohnehin durch konventionelle Kraftwerke abgesichert werden muss.
2. Die variablen Kosten deutscher Kohlekraftwerke sind niedriger als jene ausländischer Kraftwerke, sodass trotz ausreichender EE-Erzeugung zusätzlicher Kohlestromexport betrieben wird, ohne dass die dadurch erzeugten Netzausbaukosten in Anrechnung kommen.
3. Der Netzausbau ist insbesondere auch für den Kohlestromexport sowie für die Durchleitung von Strom aus Dänemark und Schweden erforderlich.
4. Die Kosten für Interkonnektoren und den innereuropäischen Stromnetzausbau bleiben im NEP unberücksichtigt.
5. Die im Netzentwicklungsplan aufgeführten Netzausbaukosten berücksichtigen ausschließlich die standortunabhängigen Produktionskosten der Stromerzeugung und führen damit zu einem signifikant erhöhten Netzausbau.
6. Der Netzausbau kann durch einen lastnahen Zubau von Anlagen sowie durch vermehrte Sektorkopplung und eine Integration von Speicheroptionen deutlich reduziert werden.
7. Die Rentabilität von Power-to-Gas wird weit unterschätzt, weil der damit mögliche Beitrag zur Verringerung des Netzausbaus nicht in Rechnung gestellt wird.
8. Der Netzausbau kann durch eine Kombination aus Reservekraftwerken in Süddeutschland und einem Temperaturmanagement auf Basis einer Messung der Leiterseiltemperatur deutlich reduziert werden.
9. Eine Erweiterung der Möglichkeiten von Netzbetreibern zur Abregelung von Einspeisespitzen wird den erforderlichen Netzausbau deutlich reduzieren.
10. Neue Übertragungsleitungen dürfen nach EU-Recht nur gebaut werden, wenn vorher nachgewiesen wurde, dass ihr Nutzen die Kosten übersteigt. Da die Netzentwicklungsplanung nach dem EnWG dies nicht beachtet, verstoßen die im BBPIG enthaltenen Vorhaben gegen EU-Recht.

Antworten Bundesnetzagentur

Zu These 1

Zehn bis 15 Jahre in der Zukunft werden Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern – u. a. wegen des Ausstiegs aus der fossilen Stromerzeugung – auf „Importe“ von erneuerbar erzeugtem Strom angewiesen sein. Trotz des prognostizierten bayerischen Ausbaus der erneuerbaren Energien werden sich zahlreiche Situationen ergeben, in denen umfangreich Strom von Norddeutschland nach Süddeutschland fließt. Da die „neuen“ Bundesländer historisch bedingt netztechnisch nicht sehr stark mit den „alten“ Bundesländern verbunden sind, ist das Übertragungsnetz nicht in der Lage, diese Stromflüsse vollständig zu transportieren. Daher ist ein weiterer Ausbau der Netzinfrastruktur zwingend erforderlich. Der primäre Zweck des im Rahmen des Netzentwicklungsplans ermittelten Ausbaubedarfs ist, das bundesweite Übertragungsnetz für die zukünftige Transportaufgabe ausreichend zu dimensionieren. Es geht nicht darum, die südlichen Bundesländer in Notsituationen irgendwie noch mit Strom zu versorgen, sondern darum, sie mit kostengünstigem CO₂-freien EE-Strom zu versorgen.

Zu These 2

Es ist grundsätzlich anzumerken, dass der europäische Stromhandel im Sinne gemeinschaftlicher Märkte zur Nutzung gesamtwirtschaftlicher Vorteile dient. Sowohl die europäischen wie auch die deutsche Regierung unterstützt und fordert ihn. Im aktuellen Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan 2021-2035 wird in zwei von drei Szenarien ein vollständiger Kohleausstieg bis zum Jahr 2035 angenommen. Es liegt auf der Hand, dass der in diesem Prozess ermittelte Ausbaubedarf, den die Bundesnetzagentur voraussichtlich im Dezember 2021 bestätigen wird, nicht aus dem Transport oder Export von Kohlestrom resultieren kann. Die genannten Behauptungen sind der Bundesnetzagentur aus früheren Prozessen bekannt, sind mittlerweile jedoch überholt.

Zu These 3

Das EU-Recht gibt keine Kosten-Nutzen-Analyse für Investitionsentscheidungen in nationale Strominfrastruktur vor, sondern lediglich im Rahmen des sogenannten europäischen Netzentwicklungsplan, des Ten-Year-Network-Development-Plan, sowie der Aufnahmen von Projekten auf die sog. PCI-Liste. Trotzdem scheint die Forderung nach der Berücksichtigung der Netzausbaukosten auf den ersten Blick plausibel. Sie setzt jedoch voraus, dass überhaupt kostengünstigere Alternativen zur Verfügung stehen. Bislang hat kein wissenschaftliches Institut solche Alternativen nachvollziehbar aufgezeigt. Insbesondere die regelmäßige Abregelung von EE-Anlagen über die Spitzenkappung hinaus und die damit einhergehende Fortsetzung der

konventionellen Stromproduktion ist jedenfalls keine solche Alternative. Auch sonst greift die Forderung nach einer solchen Kosten-Nutzen-Analyse für die Maßnahmenbewertung und -prüfung im NEP aus verschiedenen Gründen zu kurz: Während die Kosten – wenn auch schwierig – prognostizierbar sind, hängt der Nutzen einer einzelnen Maßnahme innerhalb einer rein ökonomische Kosten-Nutzen-Analyse von einer nahezu unbegrenzten Kombinatorik von Annahmen insbesondere zu weiteren Netzausbaumaßnahmen ab, die einen extremen Einfluss auf das Ergebnis haben. Die dafür nötigen vielfachen Setzungen täuschen eine Scheingenauigkeit der Kosten-Nutzen-Analyse vor. Einen seriösen Mehrwert bei der Bewertung einer Maßnahme haben sie nicht. Daher wird bei der Prüfung von Maßnahmen im Netzentwicklungsplan auf andere Kriterien zurückgegriffen. Die kontinuierlich weiterentwickelten Prüfkriterien und Methoden haben sich dabei bisher als sinnvolle und robuste Maßstäbe erwiesen, die eine Vielzahl der erwähnten Themen indirekt mit abdecken, aber einen deutlich stärkeren Fokus auf die Sicherheit des Energiesystems als solches und die tatsächliche, umfassende, aber gleichwohl nicht überzogene Integration erneuerbarer Energien in das Gesamtsystem der Energiewende haben.

Zu den Thesen 4, 5 und 10

Die Bundesnetzagentur hat bereits in den letzten Genehmigungen des Szenariorahmens, der die Grundlage für den Netzentwicklungsplan darstellt, einen umfangreichen, dezentralen Ausbau der Erneuerbaren angenommen. Gleichzeitig hat sie die Umsetzung der Energiewende in Form einer rein dezentralen Energieerzeugung mehrfach als zukünftig unwahrscheinliche Entwicklung beurteilt. Dass die autarke und dezentrale Versorgung von einzelnen Gemeinden möglich ist, wird von der Bundesnetzagentur nicht in Abrede gestellt. Sie weist jedoch darauf hin, dass dies nicht für Industrieregionen gilt. Dies kann anhand einer beispielhaften Überschlagsrechnung belegt werden: Eine Metropolregion wie Nürnberg mit 3,5 Mio. Einwohnern bräuchte, um ihren Jahresenergiebedarf von ca. 19 TWh zu decken, 3.000 Windräder der aktuellen 3 MW-Klasse. Bei einer dreiwöchigen „Windflaute“ ergäbe sich im Jahresmittel ein Speicherbedarf von 1,1 TWh. Dafür würde man rein rechnerisch – um die Größenordnung zu veranschaulichen – die Speicherkapazität von mehreren Millionen Elektroautos oder 130 Pumpspeicher in den baulichen Dimensionen des PSW Goldisthal benötigen, ganz zu schweigen von den Kosten. Ein solcher für Deutschland typischer Ballungsraum kann also „dezentral“ (im Sinne von „autark“) nicht ausreichend regenerativ produzieren bzw. speichern. In einer zugleich dezentralen und verbrauchsnahe Erzeugungsstruktur würde EE-Strom nicht an dafür günstigsten, wind- bzw. sonnenreichen Standorten erzeugt. Dies würde dazu führen, dass insgesamt wesentlich mehr Flächen für EE-Erzeugungsanlagen gebraucht und insbesondere der Verbrauch an Flächen an wenig ertragreichen Standorten

erhöht werden müsste. Doch teilweise auch landespolitisches Verhalten limitiert einen dezentralen Ausbau der Erneuerbaren, sodass die Bundesnetzagentur auch diese Tendenzen in ihren Annahmen zur Netzentwicklung mitberücksichtigen muss. Ebenso ist die Sektorenkopplung in den Szenariorahmen umfangreich berücksichtigt. Hier ist jedoch anzumerken, dass der durch die Sektorenkopplung verursachte zusätzliche Verbrauch mehr EE-Anlagen und damit grundsätzlich mehr Netzausbau bedingt. Dieser zusätzliche Netzausbau kann durch die Flexibilisierung der neuen Stromanwendungen gemindert werden. Dies ist bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs im Netzentwicklungsplanprozess angemessen berücksichtigt.

Zu These 6

Die Bundesnetzagentur hat bereits in den letzten Genehmigungen des Szenariorahmens, der die Grundlage für den Netzentwicklungsplan darstellt, einen umfangreichen, dezentralen Ausbau der Erneuerbaren angenommen. Gleichzeitig hat sie die Umsetzung der Energiewende in Form einer rein dezentralen Energieerzeugung mehrfach als zukünftig unwahrscheinliche Entwicklung beurteilt. Dass die autarke und dezentrale Versorgung von einzelnen Gemeinden möglich ist, wird von der Bundesnetzagentur nicht in Abrede gestellt. Sie weist jedoch darauf hin, dass dies nicht für Industrieregionen gilt. Dies kann anhand einer beispielhaften Überschlagsrechnung belegt werden: Eine Metropolregion wie Nürnberg mit 3,5 Mio. Einwohnern bräuchte, um ihren Jahresenergiebedarf von ca. 19 TWh zu decken, 3.000 Windräder der aktuellen 3 MW-Klasse. Bei einer dreiwöchigen „Windflaute“ ergäbe sich im Jahresmittel ein Speicherbedarf von 1,1 TWh. Dafür würde man rein rechnerisch – um die Größenordnung zu veranschaulichen – die Speicherkapazität von mehreren Millionen Elektroautos oder 130 Pumpspeicher in den baulichen Dimensionen des PSW Goldisthal benötigen, ganz zu schweigen von den Kosten. Ein solcher für Deutschland typischer Ballungsraum kann also „dezentral“ (im Sinne von „autark“) nicht ausreichend regenerativ produzieren bzw. speichern. In einer zugleich dezentralen und verbrauchsnahe Erzeugungsstruktur würde EE-Strom nicht an dafür günstigsten, wind- bzw. sonnenreichen Standorten erzeugt. Dies würde dazu führen, dass insgesamt wesentlich mehr Flächen für EE-Erzeugungsanlagen gebraucht und insbesondere der Verbrauch an Flächen an wenig ertragreichen Standorten erhöht werden müsste. Doch teilweise auch landespolitisches Verhalten limitiert einen dezentralen Ausbau der Erneuerbaren, sodass die Bundesnetzagentur auch diese Tendenzen in ihren Annahmen zur Netzentwicklung mitberücksichtigen muss. Ebenso ist die Sektorenkopplung in den Szenariorahmen umfangreich berücksichtigt. Hier ist jedoch anzumerken, dass der durch die Sektorenkopplung verursachte zusätzliche Verbrauch mehr EE-Anlagen und damit grundsätzlich mehr Netzausbau bedingt. Dieser zusätzliche Netzausbau kann durch die Flexibilisierung der neuen Stromanwendungen

gemindert werden. Dies ist bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs im Netzentwicklungsplanprozess angemessen berücksichtigt.

Zu den Thesen 7, 8 und 9

Die Bundesnetzagentur setzt sich auch intensiv mit Alternativen zum Netzausbau auseinander und versucht diese Alternativen, wo möglich, in der Prüfung der Netzentwicklungspläne zu berücksichtigen. Ebenso gibt es zahlreiche wissenschaftliche Gutachten, die sich mit der Umsetzung der Energiewende auseinandersetzen, und natürlich unterscheiden sich die Ergebnisse im Detail. Je nachdem, welche Optionen berücksichtigt bzw. wie diese Optionen bewertet werden. Beispiele für solche Gutachten sind:

- Greenpeace-Studie „powE[R] 2030 - A EUROPEAN GRID FOR 3/4 RENEWABLE ELECTRICITY BY 2030“ aus dem Jahr 2014
- „Faktenpapier Ausbau der Stromnetze“ des Deutschen Industrie- und Handelskammertags e.V. aus dem Jahr 2017
- Projekt der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. in Auftrag des BMWI „Projekt MONA 2030: Ganzheitliche Bewertung Netzoptimierender Maßnahmen gemäß technischer, ökonomischer, ökologischer, gesellschaftlicher und rechtlicher Kriterien“ aus dem Jahr 2017
- BMWI-Studie „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ aus dem Jahr 2017
- Öko-Institut-Studie „Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze“ aus dem Jahr 2018,
- Öko-Institut-Studie „Transparenz Stromnetze“ aus dem Jahr 2018
- BMWI-Studie „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3“ aus dem Jahr 2021
- Energy Watch Group-Studie: „100% Erneuerbare Energien für Deutschland bis 2030. Klimaschutz – Versorgungssicherheit – Wirtschaftlichkeit“ aus dem Jahr 2021

Bisher kommt nach Kenntnis der Bundesnetzagentur kein seriöses wissenschaftliches Gutachten zu dem Schluss, dass die Energiewende ohne weitgehenden Netzausbau zu erreichen ist.

Maßnahmen, die den Netzausbau begrenzen können und die gern als „Alternativen“ bezeichnet werden, wie beispielsweise die höhere Auslastung der Bestandsnetze durch Lastflusssteuerung, witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb, eine Spitzenkappung bei der Erzeugung von erneuerbaren Energien, vor allem aber auch eine stärkere dezentrale Stromerzeugung oder die netzdienliche Nutzung der Elektromobilität sind inzwischen in den Netzentwicklungsplänen mit eingearbeitet. So finden all diese Punkte bereits Berücksichtigung in den Markt- und Netzmodellen der Bundesnetzagentur und der wissenschaftlichen Gutachten anerkannter technischer Hochschulen, die die Bundesnetzagentur in den vergangenen Prozessen unterstützt haben. Angebliche Alternativen wie beispielsweise Power-to-Gas-Anlagen in Norddeutschland können bei näherer Betrachtung den Stromnetzausbau nicht ersetzen. Zwar unterstellt auch die Bundesnetzagentur im

Rahmen der Netzentwicklungsplanung eine Zunahme der Wasserstoffproduktion. Allerdings liegt der Fokus des Wasserstoffeinsatzes entsprechend der nationalen Wasserstoffstrategie auf der Nutzung in der Chemie- und Stahlindustrie sowie bei Raffinerien. Die Nutzung von Wasserstoff als Alternative zum Netzausbau jedoch wird von der Bundesnetzagentur kritisch gesehen. Theoretisch ist es zwar möglich, überschüssigen Strom in Form von Wasserstoff oder Methan in das Erdgasnetz einzuspeisen. Bei der Umwandlung von Strom zu Gas und zurück zu Strom gehen derzeit allerdings 60 bis 70 Prozent der Energie verloren. Der Wirkungsgrad von Power to Gas beträgt also nur 30 bis 40 Prozent. Wird Strom direkt übertragen, liegen die Verluste nur bei unter 10 Prozent. Bei Gleichstrom sind sie sogar noch geringer. Auch die Kosten und die Leistung der bisherigen Anlagen liegen noch nicht in einem Bereich, welcher für den flächendeckenden Einsatz (als Alternative zum Netzausbau) geeignet und wirtschaftlich wäre. Daher ist die direkte Übertragung vorzuziehen. Die Bundesnetzagentur beobachtet allerdings die aktuellen Entwicklungen bei Power-to-Gas und ist im fortwährenden Austausch mit den Marktakteuren. Reservekraftwerke werden im Sinne der Energiewende zu keinem anderen Zweck als der Reservefunktion eingesetzt. Aufgrund ihrer CO₂-Emissionen sind sie bisher die schlechteste aller Alternativen und werden nur eingesetzt, wenn es nicht anders geht. Wollte man diese Anlagen mit Biomethan oder Wasserstoff betreiben, wäre das aufgrund des Produktionsaufwandes, des enormen Flächenverbrauchs beim Biomethan, der sehr hohen Wirkungsgradverluste in der Kette Strom-Wasserstoff-Strom keine sinnvolle Dauerlösung und ineffizient im Vergleich zum direkten Stromtransport.

Antworten TenneT:

Zu These 1

Der Netzausbau entsteht nicht nur durch die Leistungsüberschüsse in Nord- und Ostdeutschland, sondern auch durch das regionale Leistungsdefizit in Süd- und Westdeutschland. Darüber hinaus zeigt sich in den Analysen des NEP Strom, dass mit steigendem Zubau der Photovoltaik in Süddeutschland trotz des Defizits in der Jahresrechnung regionale Überschusssituationen entstehen, in denen z.B. die großen HGÜ-Verbindungen für Süd-Nord-Transporte von Elektrizität genutzt werden. Dies ist in 2035 z.T. in mehr als 1.000 Stunden des Jahres der Fall.

Zu These 3

Zum Kohlestromexport siehe die Antwort zu Frage 2. Die Aussage ist in dieser Form darüber hinaus falsch. Das Strom-Höchstspannungsnetz muss für den Export von Strom aus Kohlekraftwerken, die im Wesentlichen schon länger am Netz sind, nicht zusätzlich ausgebaut werden. Deutschland war bereits zu Zeiten, als die Kernkraftwerke noch deutlich zahlreicher als heute am Netz waren, zeitweise Nettostromexporteur.

Zu These 4

Die Kosten der im NEP berücksichtigten Interkonnektoren (IK) sind in den ausgewiesenen Gesamtkosten des NEP Strom enthalten. Einen Sonderfall stellt der NEP 2035 (2021) dar, da die BNetzA die ÜNB in diesem NEP die Zuschaltung zusätzlicher, noch nicht im Bundesbedarfsplan enthaltener Interkonnektoren in den Szenarien des NEP nicht erlaubt hat. Diese Kosten und Längen dieser IK, für die jeweils eine Kosten-Nutzen-Rechnung (siehe jeweilige Projektsteckbriefe im Anhang zum NEP) durchzuführen war, sind in Summe in Kapitel 5.4 des zweiten Entwurfs des NEP 2035 (2021) abgebildet. Kosten des Stromnetzausbaus in anderen EU-Staaten werden im NEP-Strom nicht berücksichtigt.

Zu These 2

Diese Aussage ist falsch. Die variablen Kosten des konventionellen Kraftwerksparks sind im Wesentlichen abhängig insbesondere von den Wirkungsgraden, den Brennstoff- sowie ggf. den Brennstofftransportkosten und den CO₂-Preisen. Eine mögliche Konstellation kann dazu führen, dass Kohlekraftwerke mit niedrigeren variablen Kosten zu betreiben sind als z.B. Gaskraftwerke. In diesem Fall könnten die Kohlekraftwerke in Deutschland dann an Stelle einiger im Ausland stehender Gaskraftwerke Strom produzieren. Ob und in welchen Situationen Deutschland am Ende ein Nettostromexporteur ist, hängt insgesamt von sehr vielen Variablen ab. Die Prämisse ist dabei stets, dass der Strom im europäischen Binnenmarkt so günstig wie möglich produziert werden kann.

Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass im Rahmen des sowohl gesetzlich als auch vertraglich mit den Betreibern vereinbarten Kohleausstiegs schon in den kommenden Jahren erhebliche Kapazitäten an Kohlekraftwerken aus dem Markt gehen werden oder bereits gegangen sind. Zwischen 2019 und 2030 wird sich die installierte Kapazität gemäß KVBG von über 40 GW auf nur noch 17 GW mehr als halbieren. Die im Juni 2021 vom Bundestag beschlossene Verschärfung der Klimaschutzvorgaben wird nach Auffassung von TenneT und TransnetBW dazu führen, dass Kohlekraftwerke im Jahr 2030 entweder durch Gesetzesverschärfungen oder durch die Marktbedingungen ihren Betrieb weitgehend bis komplett einstellen werden. Bereits im NEP 2035 (2021), dessen Szenariorahmen von der BNetzA rund 12 Monate vor der Novelle des Klimaschutzgesetzes genehmigt wurde, werden in zwei von drei Szenarien für das Jahr 2035 keine Kohlekraftwerkskapazitäten in Deutschland mehr berücksichtigt.

Zu These 5

Die getätigte Aussage ist erst einmal eine Behauptung, die zu beweisen ist. Unabhängig davon ist jedoch zu berücksichtigen, dass eine Stromerzeugung, die daraufhin optimiert ist, möglichen Netzausbau zu verhindern, in den meisten Fällen z.B. wegen ungünstigerer Standorte sowie ggf. einer schlechteren Auslastung der

Anlagen zu Mehrkosten führen wird. Insofern kann zumindest bezweifelt werden, dass diese Option die volkswirtschaftlich günstigere ist.

§ 12a Abs. 1 Satz 2 EnWG schreibt vor, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern im Entwurf des Szenariorahmen erarbeiteten Szenarien "die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken" müssen. Gemäß § 12a Abs. 3 EnWG genehmigt die Bundesnetzagentur den Szenariorahmen. Dieser ist von den Übertragungsnetzbetreibern demnach für die Rechnungen im NEP Strom verbindlich anzuwenden. Solange in den energiepolitischen Zielen der Bundesregierung sowie in den Vorgaben der BNetzA im Szenariorahmen nichts anderweitiges vorgegeben wird, müssen und werden die ÜNB daher vom aktuell gegebenen Marktrahmen für den Strommarkt ausgehen. Für eine andere Vorgehensweise wäre mindestens eine Änderung des gesetzlichen Rahmens erforderlich.

Zu These 6

Der NEP Strom berücksichtigt den lastnahen Zubau von EE-Anlagen bereits in erheblichem Umfang sowie darüber hinaus in unterschiedlicher Bandbreite in den Szenarien. Gleiches gilt für die Sektorkopplung sowie für die Integration von Speicheroptionen. Im aktuell von der BNetzA vorrangig zur Prüfung herangezogenen Szenario C 2035 des NEP 2035 (2021) wurden z.B. 8 GW Power-to-Heat, 8,5 GW Power-to-Gas, 16,8 GW PV-Batteriespeicher, 3,8 GW Großbatteriespeicher sowie 8 GW DSM-Potenzial in Industrie und Gewerbe untersucht. Darüber hinaus wurde in diesem Szenario der Zubau von Onshore-Windenergieanlagen im Nordwesten verlangsamt und vermehrt das Flächenpotenzial im Süden und Nordosten genutzt. Das verteilnetzorientierte Einsatzverhalten von Elektroautos und Wärmepumpen, das in allen Szenarien zur Verringerung des Netzausbaubedarfs erstmals berücksichtigt wurde, ist im Szenario C 2035 am stärksten ausgeprägt.

Grundsätzlich gilt: Ob z. B. eine vermehrte Sektorkopplung oder ein lastnaher Zubau von Anlagen eine Reduzierung des Netzausbaubedarfs bewirkt, hängt in hohem Maße von den genauen Standorten, den Leistungen und dem Einsatzverhalten dieser Anlagen ab. Ein Negativ-Beispiel in diesem Zusammenhang wäre z.B. eine Sektorkopplung, die an Stelle einer Netzorientierung, wie sie von den ÜNB im NEP Strom unterstellt wurde (s.o.), die maximale Integration erneuerbarer Energien zum Ziel hat. Dies würde die Lastspitzen erhöhen und so zusätzlichen Netzausbaubedarf verursachen. Darüber hinaus muss stets die Frage gestellt werden, inwiefern alternative Standorte geeignet und – auch aus volkswirtschaftlicher Perspektive – überhaupt sinnvoll sind.

Zu These 7

Power-to-Gas wurde im NEP Strom in dem Umfang berücksichtigt, der in der Wasserstoffstrategie der Bundesregierung enthalten ist (10 GW Elektrolyseure

spätestens in 2040). Wie in der Antwort auf Frage 6 beschrieben werden z.B. im Szenario C 2035 8 GW Power-to-H₂ und 0,5 GW Power-to-CH₄ berücksichtigt. Mangels gesetzlicher Vorgaben hat die BNetzA den ÜNB Vorgaben zur Verortung sowie zum Einsatz der Power-to-Gas-Anlagen gemacht (z.B. Verortung von zwei Drittel der Anlagen in der nördlichen Hälfte Deutschlands). Auch hier gilt: Es ist kein Automatismus, dass Power-to-Gas-Anlagen den Netzausbau reduzieren – selbst in Norddeutschland nicht. So können z.B. "falsch" verortete Elektrolyseure den Druck auf das Übertragungsnetz noch erhöhen statt zu entlasten.

Grundsätzlich ist es ein "sowohl-als auch": Verschärfte Klimaziele erfordern "grüne" Elektronen und Moleküle. Um die europäischen sowie nationalen Vorgaben zur Erreichung der Klimaziele von Paris, übersetzt in Ausbauziele für erneuerbare Energien, in Kosten für CO₂ oder sektorale Emissionsvorgaben zu erreichen, müssen bestehende Infrastrukturen für die Koppelung der Energie-Sektoren sowie die Erzeugung und der Import von Wasserstoff bzw. klimaneutralen Gasen optimiert und genutzt werden. Die intelligente Verknüpfung von Strom-, Gas- und Wasserstoffbereich ist somit von entscheidender Bedeutung für die Energiewende und Dekarbonisierung.

Zu These 8

Diese Aussage ist falsch. Die Übertragungsnetzbetreiber unterstellen im NEP bereits seit Jahren den flächendeckenden Einsatz eines Witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs (WAFB), der dem obigen Begriff "Temperaturmanagement auf Basis einer Messung der Leiterseiltemperatur" entspricht, bevor überhaupt mit den Netzanalysen begonnen wird. Das in der Aussage suggerierte netzentlastende Potenzial ist in den Netzanalysen der ÜNB im NEP Strom also bereits enthalten. Dies wird in den jeweiligen Kapiteln 5 der NEP-Berichte auch ausdrücklich ausgeführt. Darüber hinaus können konventionelle Kraftwerke den Netzausbau nicht reduzieren, da diese nur im Residualbetrieb zu den erneuerbaren Energien laufen würden. Es bleibt unklar, was mit "Reservekraftwerken" gemeint ist.

Zu These 9

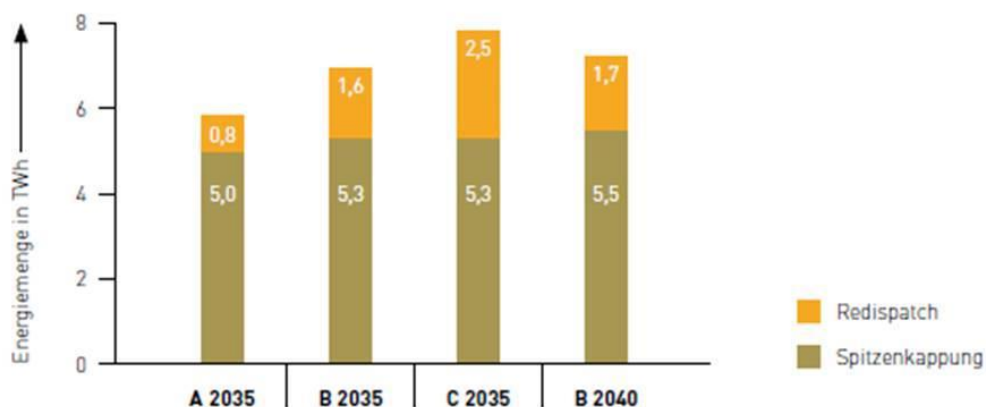
Theoretisch würde eine erweiterte Berücksichtigung der Abregelung von Einspeisespitzen einen Beitrag zur Verringerung des Netzausbaubedarfs liefern. Ob dies gleichzeitig sinnvoll ist, darf aber angezweifelt werden. Grundsätzlich basiert das Werkzeug der Spitzenkappung auf einer Studie zu den deutschen Verteilnetzen, deren (vereinfachte) Aussage es ist, dass es in einigen Verteilnetzen (volkswirtschaftlich) günstiger sein kann, die Netze nicht in dem Maße auszubauen, dass auch die sehr selten auftretende Einspeisespitzen integriert werden müssen. Diese Aussage kann jedoch nicht auf die Übertragungsnetze übertragen werden, da einzelne Einspeisespitzen in den Übertragungsnetzen aufgrund der Vermaschtheit und der Überregionalität des Übertragungsnetzes weniger unmittelbare Auswirkungen haben, sich also auf viele Leitungsabschnitte verteilen.

Die Einsenkung von Einspeisespitzen hat in den Übertragungsnetzen also einen weniger direkten Effekt als vielleicht anzunehmen wäre.

Grundsätzlich wird im Netzentwicklungsplan eine Spitzenkappung angenommen, die deutlich über das hinausgeht, was in den Verteilnetzen derzeit in Planung ist. Die Einspeisespitzen von direkt an das Übertragungsnetz angeschlossenen Anlagen werden von den Übertragungsnetzbetreibern in maximal möglichem Umfang eingesenkt. Der Netzentwicklungsplan trifft in dieser Hinsicht also bereits sehr progressive Annahmen. Hierbei ist zusätzlich zu berücksichtigen, dass dies erst einmal nur eine theoretische Überlegung in der Netzplanung ist. In der realen Welt gibt es bisher kein Pendant dazu. Sprich: Die in der Netzplanung gekappten Einspeisespitzen führen zu einem unterdimensionierten Netzausbau, da die Einspeisespitzen in der Realität auftreten werden und dann zu einer Erhöhung des Volumens sowie der Kosten von Einspeisemanagement und Redispatch führen werden. Die ÜNB weisen daher im NEP Strom darauf hin, dass in der Realität das Volumen der Spitzenkappung noch zusätzlich zu den im NEP stehen gelassenen Engpässen hinzuzuaddieren ist.

Die nachfolgende Abbildung 53 des Berichts zum 2. Entwurf des NEP 205 (2021) verdeutlicht eindrucksvoll, dass sich dadurch das mit dem von den ÜNB vorgeschlagenen Netzen verbundene Volumen an Engpassenergie bereits heute vervielfacht:

Abbildung 53: Spitzenkappung und verbleibender Redispatch mit den Zielnetzen 2035 und 2040



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Vor dem Hintergrund einer verantwortungsvollen Netzplanung, die den zukünftigen Übertragungsaufgaben auch gewachsen sein muss, warnen TenneT und TransnetBW ausdrücklich davor, das Instrument der Spitzenkappung zu überreizen. Ein massiv unterdimensioniertes Netz ist am Ende deutlich teurer als der Netzausbau und behindert darüber hinaus die Energiewende.

Zu These 10

Nach gemeinsamer Auffassung der ÜNB sowie der BNetzA gilt die zitierte Regelung nur für Übertragungsleitungen, die im Rahmen des TYNDP betrachtet werden. Hier ist eine Kosten-Nutzen-Analyse verpflichtend durchzuführen. Der wesentliche Grund dafür ist, dass grenzüberschreitende Projekte i.d.R. keine "harte" Bedarfsbegründung haben, sondern von den beteiligten ÜNB zur Aufnahme in den TYNDP vorgeschlagen werden. Die Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse stellt sicher, dass die vorgeschlagenen Projekte (wenigstens) wirtschaftlich sind. Bei Projekten, die im Rahmen des nationalen NEP Strom identifiziert werden, stellt sich die Sache allerdings grundlegend anders dar. Diese Projekte werden über einen so genannten (n-1)-Nachweis begründet, der von der BNetzA auch überprüft wird (siehe aktuell von der BNetzA konsultiertes vorläufiges Prüfdokument zum NEP 2035 (2021)). Die Projekte und Maßnahmen beheben (bzw. reduzieren) in den jeweiligen Szenarien ansonsten auftretende (n-1)-Verletzungen im Höchstspannungsnetz. Die im NEP identifizierten Projekte bzw. Maßnahmen beheben bzw. reduzieren also ganz konkret nachgewiesene Engpässe, die bei Ausfall von Netzelementen entstehen würden. Damit wird für diese Maßnahmen – anders als für diejenigen des TYNDP – der Nachweis geführt, dass sie für ein stabiles Strom-Versorgungssystem erforderlich sind. Darüber hinaus erfolgt eine dynamische Bewertung der Maßnahmen, um ein sicher betreibbares Netz zu entwickeln und somit das hohe Niveau an Systemstabilität auch zukünftig zu gewährleisten. Dieser – aus Sicht der ÜNB deutlich tragfähigere – Ansatz "ersetzt" die Kosten-Nutzen-Analyse, die für Projekte des TYNDP durchzuführen ist. Eine Kosten-Nutzen-Analyse erfolgt im NEP nur für grenzüberschreitende Leitungen (Interkonnektoren), die sich nicht über (n-1)-Nachweise identifizieren lassen, sondern aus dem TYNDP entnommen bzw. abgeleitet werden.

Für den Vorstand und die Ausschüsse:

Tjark Bartels
Vorsitzender

LR Thomas Bold
Stellv. Vorsitzender,
Vorsitz
Ausschuss SuedLink und
P43

LR Florian Töpfer
Beisitzer

LR Michael Schünemann
Beisitzer,
Vorsitz Ausschuss
Weserversalzung

Christina Hein
Kassiererin

LR Dr. Oliver Bär
Vorsitz
Ausschuss SuedOstLink

Wedemark, Bad Kissingen, Schweinfurt, Holzminden, Stadthagen, Hof