

BEE-Stellungnahme

zum Netzentwicklungsplan Strom 2030

Version 2019

*Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber
vom 04. Februar 2019*

Berlin, 04. März 2019



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	2
Zusammenfassung der Stellungnahme zum ersten Entwurf des NEP 2030 (Version 2019) ...	3
Detaillierte Antworten zu ausgewählten Punkten.....	5
65% Erneuerbare Energien und Netzausbaubedarf.....	5
Szenarien an Klimaziele und aktuelle Trends anpassen.....	5
Systemtransformation und Flexibilitätsoptionen.....	6
Regionalisierung weiter verbessern und Effekte begründen.....	6
Berücksichtigung von Biogasanlagen in den Szenarien.....	7
Lastflussbasierte Kapazitätsberechnung (FBMC) und Interkonnektoren.....	7
Zusammenhang zwischen NEP, TYNDP und PCI-Prozess.....	7
Zusammenführung von O-NEP und NEP.....	8
Counter-Intuitive Flows.....	8
Konventionellen Erzeugungssockel und „Dumped Energy“ in den Kontext stellen.....	8
Ad-hoc-Maßnahmen und Leistungsflusssteuerung im Netz.....	9
Netzbooster.....	9



Zusammenfassung der Stellungnahme zum ersten Entwurf des NEP 2030 (Version 2019)

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) begrüßt, dass sich der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegte erste Entwurf zum Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) gegenüber vorherigen Netzentwicklungsplänen sowohl methodisch als auch bezüglich der Breite der Betrachtung deutlich verbessert hat. Es ist zu begrüßen, dass alle Szenarien die 65 Prozent Erneuerbare Energien im Stromsektor erreichen. Die Berechnungen in der Marktsimulation zeigen darüber hinaus, dass sogar mehr als dieser jetzt im EEG festzuschreibende Zielwert im Zieljahr 2030 sicher im Netz verarbeitet werden kann. Die Übertragungsnetzbetreiber zeigen, wie die Transformation des Energiesektors in Deutschland mit besonderem Fokus auf den Ausbau Erneuerbarer Energien bis 2030 und darüber hinaus im Einklang mit dem Netzausbau gelingen kann.

Für die Energiewende ist ein zügiger Ausbau von Erneuerbaren Energien und ein angemessener Netzausbau notwendig. Mit den im Entwurf des NEP vorgeschlagenen Ad-hoc-Maßnahmen kann der Um- und -ausbau des Netzes beschleunigt werden. Diese kurzfristig durchführbaren Maßnahmen können bestimmte Netzregionen bis zur Umsetzung der langfristig notwendigen Ausbaumaßnahmen entlasten, was einen Beitrag dazu leistet, die Aufnahmefähigkeit der Netze für Erneuerbare Energien zu sichern. Auch den Einsatz innovativer Betriebsmittel, wie z.B. den der drei vorgeschlagenen Netzbooster mit Leistungen von 100, 300 und 500 Megawatt, begrüßt der BEE ausdrücklich. Netzbooster ermöglichen es, als Ergänzung zum heute präventiven Redispatch, auch reaktiven Redispatch durchzuführen. Hierdurch werden Kapazitäten auf Netzen freigegeben, was eine höhere Auslastung des bestehenden Netzes ermöglicht und in der Folge einen wirksamen Beitrag zur Reduzierung des zusätzlichen Netzausbaus darstellt.

Der Entwurf des NEP zeigt, dass Sektorenkopplung, der Einsatz von Flexibilitäten und moderne Ansätze in der Netzplanung zur verbesserten Auslastung des Bestandsnetzes führen, den Bedarf an zusätzlichen Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen reduzieren und den Redispatch effizienter gestalten können. Mit der im vorliegenden NEP enthaltenen Nachhaltigkeitsprüfung von vorgeschlagenen Maßnahmen wird zudem gesichert, dass die bis zum Jahr 2030 vorgesehenen Maßnahmen auch noch im Jahr 2035 benötigt werden.

Allerdings gibt es auch Kritikpunkte, die den Szenariorahmen inklusive der Regionalisierung, die Marktsimulation und die Behandlung von Grenzkuppelstellen betreffen. Mit dem vorliegenden NEP wird erneut deutlich, dass bestimmte Annahmen im Szenariorahmen zu konservativ sind. Der NEP zeigt, dass 65 Prozent Erneuerbare Energien im Jahr 2030 auch in den ambitionierteren Szenarien mit angemessenem Netzausbau auskommen. Im Angesicht der Vorschläge der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, deren Vorschläge einen Weg für den Ausstieg aus der Kohleverstromung zeigen und den ambitionierten Szenarien B2030 und C2030, denen diese Vorschläge bereits nahe kommen, erscheint es angemessen, sich an diesen Szenarien zu orientieren und im nächsten Szenariorahmen ein Szenario vorzusehen, das die Anforderungen des Pariser Klimaschutzabkommens umsetzt.

Der BEE begrüßt, dass durch den Szenariorahmen die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung (Flow-Based Market Coupling – FBMC) an allen Grenzen Deutschlands zu den Nachbarländern angewendet werden muss. Wir erachten es als wichtig, dass FBMC zukünftig auch an allen Grenzen umgesetzt wird, wobei dessen Einsatz auch Netzengpässe im Inland nicht verstärken soll. Zudem müssen die Herausforderungen durch die Reservierung von 70 % Übertragungskapazität für den Handel im Europäischen Binnenmarkt auf den Interkonnektoren analysiert werden. Die EU-Vorgaben aus dem Clean Energy-Package sehen eine lineare Erhöhung der Interkonnektoren-Kapazität für den Handel von aktuell 20 % auf 70 % bis 2025 vor. Der NEP kalkuliert mit 75 %, also einem höheren Wert. Ob und wie stark FBMC und die gegenüber den europäischen Vorgaben erhöhte freigehaltene Interkonnektoren-Kapazität für den Handel auf den Netzausbau wirken, wird im Entwurf des NEP nicht angemessen beschrieben. Es ergeben sich erhebliche Energietransite durch Deutschland (in 99 Prozent der Zeit), die auch oft in Nord/Ost – Süd/West – Richtung erfolgen. Dies zeigt, dass es in Zukunft noch wichtiger wird, Markt- und Netzgeschehen zusammen zu betrachten und auch, dass eine Gesamtoptimierung über Übertragungsnetzbetreiber und Ländergrenzen hinweg vorteilhaft ist, die auch auf europäischer Ebene zu einer CO₂-Minderung beiträgt.

Die Ergebnisse der Marktsimulation für die Szenarien A 2030 und C 2030 sind im Entwurf enthalten, jedoch nicht die zugehörigen Netzanalysen. Diese müssen im zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019) veröffentlicht werden. Der BEE fokussiert sich in dieser Stellungnahme auf die Umsetzung des Szenariorahmens durch die ÜNB und die Marktsimulation. Detailliertere und auf die einzelnen Unterpunkte des NEP zielende Aussagen werden wir in der Konsultation des zweiten Entwurfes durch die BNetzA nachholen, auch weil sich die Komplexität der Materie erhöht und der Zeitraum zur Stellungnahme verkürzt hat.

Mit besonderem Interesse erwarten wir die von den ÜNB angekündigte Einschätzung der Auswirkungen der im zweiten Entwurf des NEP berücksichtigten Ergebnisse der Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" zum Ausstieg aus der Kohleverstromung auf den identifizierten Netzausbaubedarf. Diese sollen laut dem vorliegenden Entwurf insbesondere für das Szenario B 2035 ausgeführt werden. Auch für das Szenario B2030, sowie das Szenario C2030, das einen höheren Grad an Sektorenkopplung vorsieht, wäre die Einschätzung der Auswirkungen unserer Ansicht nach angebracht.



Detaillierte Antworten zu ausgewählten Punkten

65% Erneuerbare Energien und Netzausbaubedarf

Wir begrüßen, dass der gegebene Szenariorahmen von den ÜNB angemessen im Netzentwicklungsplan aufgearbeitet wurde. Das Ziel, einen Erneuerbare Energien-Anteil von 65 % am Bruttostromverbrauch bis 2030 zu erreichen, wird in allen drei Szenarien erreicht und sogar mit ungefähr 67 bis 68 Prozent leicht übertroffen. Der NEP 2030 (Version 2017) ging noch von einem Erneuerbare Energien-Anteil von 51 bis 53 % im Jahr 2030 aus. Trotz dieser Erhöhung des Erneuerbare Energien-Anteils sinkt der gesamte Zubaubedarf (Start- und Zubaunetz) von 11.800 km (NEP 2017) auf 11.560 km – jeweils für das Szenario B 2030. Dabei wurde z.B. der Neubau von Gleichstromverbindungen von 2.200 km (NEP 2017) auf nun 3.530 km erhöht.

Die Übertragungsnetzbetreiber gehen im genehmigten Szenariorahmen davon aus, dass der Bruttostromverbrauch in zwei von drei enthaltenen Szenarien für das Jahr 2030 über dem heutigen liegt. Im Szenario C 2030, das den Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ nahekommst, wird ein Bruttostromverbrauch von knapp unter 650 TWh angegeben (siehe folgende Tabelle). Der Szenariorahmen 2030 für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) weist ausschließlich den Nettostromverbrauch in den Überblickstabellen aus. Im aktuellen Szenariorahmen ist angegeben, dass sich die Differenz zwischen Brutto- und Nettostromverbrauch für alle Szenarien etwa auf dem heutigen Niveau von 70 TWh bewegt.¹

Szenariorahmen 2030	Nettostromverbrauch (TWh)	Bruttostromverbrauch* (TWh)
Szenario A 2030	512,3	582,3
Szenario B 2030	543,9	613,9
Szenario C 2030	576,5	646,5
Szenario B 2025	528,4	598,4
Szenario B 2035	549,4	619,4

*laut Szenariorahmen: Bruttostromverbrauch jew. + 70 TWh ggü. dem Nettostromverbrauch

Szenarien an Klimaziele und aktuelle Trends anpassen

Am aktuellen Entwurf des NEP zeigt sich sehr deutlich, dass der Szenariorahmen insgesamt zu konservativ ausgefallen ist. Das in der Einordnung der Szenarien als „revolutionär“ eingeordnete Szenario C2030 erweist sich inzwischen als ein der realen Entwicklung nahekommendes Szenario. Mit den Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ zum Ausstieg aus der Verstromung von Kohle, denen die Szenarien B2030 und C2030 bereits verhältnismäßig nahekommen, wird dieser Trend weiter gestärkt. Insbesondere Szenario A2030 bildet keine wahrscheinliche Entwicklung ab. Der Trend zur Sektorenkopplung ist im Szenario C2030 am deutlichsten erkennbar, auch wenn die konkreten Annahmen noch nicht unserer Vorstellung von Sektorenkopplung entsprechen, die Anforderungen aus dem Pariser Klimaabkommen nicht beinhalten und der Anteil der Offshore-Ausbaumöglichkeiten unterschätzt wird. Es erscheint angemessen, sich weiter an dem Trend der Sektorenkopplung zu orientieren und im nächsten Szenariorahmen ein Szenario vorzusehen, dass die Anforderun-

¹ [Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 \(Version 2019\)](#) | Kapitel 4.4

gen des Pariser Klimaschutzabkommens erfüllt. Da Verzögerungen beim Netzausbau das Erreichen von Klimaschutzzielen verhindern können, ist es empfehlenswert, bei der Gestaltung des Szenariorahmens dafür Sorge zu tragen, dass der Politik alle Handlungsoptionen erhalten bleiben.

Der BEE empfiehlt im nächsten Szenariorahmen den Ausstieg aus der Verstromung von Kohle, der bis dahin auch von der Bundesregierung beschlossen sein sollte, in allen Szenarien abzubilden und mindestens ein Szenario zu entwickeln, das mit den Beschlüssen des Pariser Klimaschutzübereinkommens kompatibel ist und ggf. einen früheren Kohleausstieg vorsieht. Alle Szenarien sollten deutlich hin zu mehr Erneuerbare Energien-Ausbau korrigiert werden. Ein ggf. im Jahr 2030 damit leicht überdimensioniertes Netz wäre mit Sicherheit robust, auch weil es in den folgenden Jahren auf jeden Fall gebraucht würde.

Systemtransformation und Flexibilitätsoptionen

Es ist zu erwarten, dass in Zukunft errichtete Erneuerbare Energien Anlagen systemdienlicher ausgelegt werden als bisher. Das Erneuerbare Energien-Portfolio im Zielzeitraum der Szenarien ist nur bedingt mit dem heutigen vergleichbar, unter anderem weil ältere, wenig systemdienliche Erneuerbare Energien-Anlagen durch neue systemdienliche Anlagen ersetzt werden. Außerdem sollte kein absoluter Rückbau einzelner regenerativer Kapazitäten – im Speziellen bei der Biomasse – stattfinden, wie aktuell noch in jedem Szenario vorgesehen.

Die Einspeisung aus Erneuerbare Energien-Anlagen im Jahr 2030 muss zusammen mit Flexibilitätsoptionen, Speichern, der Sektorenkopplung und der fortschreitenden Digitalisierung der Energiewirtschaft gedacht werden. Diese Trends sind aktuell deutlich erkennbar, werden aber in den B-Szenarien nur teilweise und allenfalls im Szenario C2030 angemessen berücksichtigt. Zudem sollte die Wirkung von bereits jetzt steuerbarer Erneuerbaren Energien wie Biomasse, von Speicher und der Elektromobilität stärker Berücksichtigung finden. Die Erwartungen an den Markthochlauf der Elektromobilität sind im aktuellen Szenariorahmen zu gering, vor allem im Szenario A2030, aber auch in den anderen Szenarien. Mit der Elektromobilität kommt eine weitere leistungsfähige Flexibilitätsoption in das Energiesystem, die Anforderungen an das Netz stellt, aber auch für den Netz- und Systembetrieb erhebliche Vorteile bieten kann. Auch dieses Flexibilitätspotenzial wird zurzeit nicht erkennbar angemessen abgebildet.

Regionalisierung weiter verbessern und Effekte begründen

Die technologiespezifische Regionalisierung von Erneuerbaren Energien ist wichtig für den Stromnetzausbau. Mit Annahmen zum regionalen Zubau Erneuerbarer Energien werden wichtige Einflussfaktoren auf den Netzausbaubedarf beschrieben. Die Regionalisierung des Zubaus von Erneuerbaren Energien (insbesondere Windkraft an Land) sollte daher in den Szenarien mit einer neueren Methodik versehen werden.

Auch bei der Regionalisierung von Power-to-Heat und weiteren Sektorenkopplungstechnologien ist eine Weiterentwicklung angebracht. Flexibilitätspotenziale sollten grundsätzlich auch nach Region unterschiedlich abgebildet werden. Wir begrüßen die Berücksichtigung von Sektorenkopplungstechnologien in der Netzplanung. Wir möchten anregen, zu den Ergebnissen der Regionalisierung der Sektorenkopplungstechnologien im Entwurf des NEP und deren Wirkung jeweils knappe und nachvollziehbare Aussagen zu geben. Warum in den Landkreisen im

Nordosten von Deutschland, in denen die Bevölkerung und die Nachfrage sinkt, steigende Anzahlen von Power-to-Heat Anlagen angenommen wird, erschließt sich beispielsweise aus der angegebenen Begründung nicht.

Berücksichtigung von Biogasanlagen in den Szenarien

Die Rolle von Biogas ist in den Szenarien nicht angemessen enthalten. Es erfolgt in allen Szenarien ein Zubau von fossilen Erdgaskapazitäten bei gleichzeitigem Rückbau der Biogaskapazitäten. Vor allem in Süddeutschland, und damit genau dort, wo der hohe Strombedarf gegeben ist, würde Biogasleistung demnach rückgebaut. Es sollte zumindest in einem Szenario die Leistung im Biogasbereich erhalten bleiben. Ein Rückbau dieser Technologie ist allein schon aufgrund des Flexibilitätspotenzials für die Energiewende nicht empfehlenswert.

Lastflussbasierte Kapazitätsberechnung (FBMC) und Interkonnektoren

Wir begrüßen, dass durch den Szenariorahmen die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung (Flow-Based Market Coupling – FBMC) an allen Grenzen Deutschlands zu den Nachbarländern angewendet werden muss. Wir erachten es als wichtig, dass FBMC zukünftig auch an allen Grenzen umgesetzt wird, wobei dessen Einsatz auch Netzengpässe im Inland nicht verstärken soll. Zudem müssen die Herausforderungen durch die Reservierung von 70 % Übertragungskapazität für den Handel im europäischen Binnenmarkt auf den Interkonnektoren analysiert werden.

Die EU-Vorgaben aus dem Clean Energy-Package sehen eine lineare Erhöhung der Interkonnektoren-Kapazität für den Handel von aktuell 20 % auf 70 % bis 2025 vor. Der NEP kalkuliert jedoch mit 75 %, die dem Handel im europäischen Binnenmarkt zur Verfügung gestellt werden müssen. Im Sinne eines „bedarfsgerechten Netzausbaus“ werden zudem als kritische Zweige im FBMC keine Engpässe innerhalb der Marktgebiete, sondern ausschließlich Leitungen zwischen den Marktgebieten (Interkonnektoren) berücksichtigt.

Ob und wie stark FBMC und die gegenüber den europäischen Vorgaben erhöhte freigehaltene Interkonnektoren-Kapazität für den Handel auf den Netzausbau wirken, wird im Entwurf des NEP unserer Ansicht nach noch nicht angemessen genug beschrieben. Dies sollte im zweiten Entwurf des NEP nachgeholt werden.

Es ergeben sich durch beide Maßnahmen erhebliche Energietransite durch Deutschland, oft in Nord/Ost – Süd/West – Richtung erfolgen. In über 99 % aller Stunden treten Transite durch Deutschland auf. Dabei werden Transite überwiegend aus Skandinavien und Osteuropa nach Südwesten durchgeleitet, wodurch im NEP 2030 (2019) die Flussrichtung der Transite von Ost- nach Süd-Westeuropa dominiert. Dies zeigt, dass es in Zukunft noch wichtiger wird, Markt- und Netzgeschehen zusammen zu betrachten und auch, dass eine Gesamtoptimierung über Übertragungsnetzbetreiber und Ländergrenzen hinweg vorteilhaft ist, die auch auf europäischer Ebene zu einer CO₂-Minderung beiträgt.

Zusammenhang zwischen NEP, TYNDP und PCI-Prozess

Leider konnten wir keinen Hinweis darauf finden, welches Szenario bzw. welche Version aus dem TYNDP dem vorliegenden NEP zugrunde gelegt wurde. Aus Sicht des BEE weisen die verwendeten Werte Inkonsistenzen auf, insbesondere die hohen Importe aus Polen scheinen

vor dem Hintergrund der zu erwarteten Kraftwerksstilllegungen in Polen fragwürdig. Leider konnte auch auf der Informationsveranstaltung am 14. Februar keine plausible Erklärung zu den Importen gegeben werden, vielmehr wurde auf den TYNDP verwiesen. Aus Sicht des BEE ist dieses Vorgehen sowohl intransparent als auch inkonsistent.

Zusammenführung von O-NEP und NEP

Im vorliegenden NEP werden erstmalig die Offshore-Inhalte vollständig integriert. Wir begrüßen die Zusammenführung von O-NEP und NEP.

Counter-Intuitive Flows

Im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber werden sogenannte „Counter-Intuitive Flows“ zugelassen. Diese treten ein, wenn die Nutzung eines Interkonnektors gegen ein bestehendes Preissignal durchgeführt wird, wenn dann in einem zweiten Schritt durch die Nutzung eines anderen Interkonnektors ein wirtschaftlich attraktives Energiehandelsgeschäft durchgeführt werden kann, das den Verlust des ersten Geschäfts überkompensiert. Counter-Intuitive Flows treten laut Aussagen der ÜNB in mindestens 25 % der Stunden und damit verhältnismäßig häufig auf. Die ÜNB haben sich „aufgrund des gesamtökonomischen Nutzens“ für das Zulassen dieser Handelsflüsse entschieden. Ob diese (auch nach Aussage der ÜNB) zukünftig im europäischen Handel ermöglicht werden, ist jedoch offen. Im Weiteren bleiben die ÜNB eine Erklärung schuldig, ob und in welchem Maß diese Energiehandelsgeschäfte den Netzausbaubedarf treiben, ihn reduzieren oder für die Netzauslegung im Betrachtungsraum von untergeordneter Bedeutung sind. Hierzu wünschen wir eine detaillierte Erläuterung im zweiten Entwurf des NEP.

Konventionellen Erzeugungssockel und „Dumped Energy“ in den Kontext stellen

Der BEE geht davon aus, dass sich zukünftig eine stärkere Preisspreizung auf den Energiemärkten einstellen wird, da der Zubau Erneuerbarer Energien zu immer längeren Zeiträumen mit sehr niedrigen Marktpreisen führen wird, wodurch konventionelle Kraftwerke in den anderen Zeiten höhere Preise generieren müssen, um sich zu refinanzieren. Der im vorliegenden NEP verwendete Ansatz sieht externe Vorgaben für konventionelle Kraftwerke vor (z.B. vorgegebene Stilllegungsdaten), wodurch deren Preissensitivität eingeschränkt ist. Damit wird der Anreiz zur Flexibilisierung deutlich gemindert, was in der Analyse der Einsatzrestriktionen von konventionellen Kraftwerken (Kapitel 2.3, bzw. Abbildung 5) erneut deutlich wird. Mit Ausnahme des Szenarios C2030, in den die Reduzierung des konventionellen Sockels modellhaft stärker adressiert wird als in den anderen Szenarien, ergeben sich erhebliche sogenannte „Must-Run“-Energien, die auf die Inflexibilität des konventionellen Kraftwerksparks – der Mindesterzeugung und dem konventionellen Erzeugungssockel – zurückzuführen sind. Diese inflexible konventionelle Produktion ist in jedem Szenario um ein Vielfaches höher als die sogenannte „Dumped Energy“ (Kapitel 4.2.3, bzw. Abbildung 42).

Die Erneuerbare Erzeugung richtet sich im Marktmodell stärker nach Preissignalen aus dem Markt, was in der Analyse zu unserer Ansicht nach problematischem Begriff „Dumped Energy“ führt. Auch z.B. Power-to-Methan-Anlagen werden im Marktmodell so betrieben, dass sie Methan erzeugen, wenn die Produktionskosten unter dem Marktpreis von konventionellem Erdgas liegen. Diese Ansätze – die hohe Preissensitivität von neuen Technologien und die Inflexibilität

alter Technologien – passen nicht zusammen. Warum sollten für alte Technologien eine externe Maßgabe angewendet werden (sprich die Marktsignale abgeschwächt werden), aber für neue Technologien eine vollständige Energiepreisabhängigkeit für deren Einsatzbedingungen gelten? In der Praxis richten sich alle an den Energiemärkten aktiven Teilnehmer an Marktsignalen aus. In den Anforderungen für den nächsten NEP sollte hier nachgesteuert werden. Den Marktaustritt von konventionellen Kraftwerken von deren Wirtschaftlichkeit abhängig zu machen, wurde bereits mehrfach in den Konsultationen zum Szenariorahmen abgefragt, aber bisher nicht umgesetzt. Dies sollte zusätzlich zu vorgegeben Stilllegungsdaten eine Rahmenbedingung für den Marktaustritt konventioneller Kraftwerkskapazität sein und auch auf die Produktion der Kraftwerke wirken, um den nicht netztechnisch begründeten konventionellen Erzeugungssockel zu reduzieren.

Der BEE empfiehlt für den zweiten Entwurf des NEP, die negativ besetzten Begriffe „Dumped Power“ und „Dumped Energy“ nicht zu verwenden, weil es sich in Verhältnis zum nicht netztechnisch begründeten konventionellen Erzeugungssockel um erheblich geringe Leistungen und Energiemengen handelt. Mindestens jedoch muss „Dumped Power“ und „Dumped Energy“ in direkten Kontext mit der Leistung und der Energiemenge, die durch den konventionellen Erzeugungssockel hervorgerufen wird, gebracht werden (Kapitel 4.2.3, bzw. Abbildung 42 muss von den ÜNB in den Kontext zu den Aussagen in Kapitel 2.3, bzw. Abbildung 5 gebracht werden). Dies sollte bestenfalls in einer gemeinsamen Grafik erfolgen.

Ad-hoc-Maßnahmen und Leistungsflusssteuerung im Netz

Der BEE unterstützt, dass neben den von der Bundesnetzagentur im Zuge des Netzentwicklungsplans 2030 (2017) bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen anhand des Szenarios B 2025 weitere Maßnahmen mit redispatchsenkender Wirkung identifiziert werden konnten, sowie das in die Zielnetze für 2030 und 2035 weitere Phasenschiebertransformatoren eingebaut werden sollen. All diese Elemente beschleunigen den Netzausbau, helfen den Leistungsfluss im Netz zu optimieren und so den zusätzlichen Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf zu reduzieren. Durch den angenommenen Einsatz innovativer Elemente in Markt und Netz gelingt es, im NEP 2030 (2019) den gesamten Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2030 (2017) trotz der durch den höheren Ausbau an erneuerbaren Energien (65% -Ziel im Jahr 2030) und den deutlich steigenden Übertragungsaufgaben (Interkonnektoren) leicht zu reduzieren. Die gesamte Trassenlänge der ermittelten Maßnahmen im Szenario B 2030 (2019) liegt einschließlich zusätzlich erforderlicher leistungsfähiger DC-Verbindungen leicht unterhalb der im Szenario B 2030 (2017) ermittelten Trassenlänge, bei dem der Fokus ausschließlich auf der Verstärkung und dem Ausbau des AC-Netzes lag (siehe Kapitel 5.3.5 und 5.3.6).

Netzbooster

Die Berücksichtigung innovativer neuer Betriebsmittel, wie z.B. den der drei vorgeschlagenen Netzbooster mit Leistungen von 100, 300 und 500 Megawatt, begrüßt der BEE ausdrücklich. Netzbooster ermöglichen es, als Ergänzung zum heute präventiven Redispatch, auch reaktiven Redispatch durchzuführen. Hierdurch werden Kapazitäten auf Netzengpässen frei, was eine höhere Auslastung des bestehenden Netzes ermöglicht und in der Folge einen wirksamen Beitrag zur Reduzierung des zusätzlichen Netzausbaus darstellt. Mit einer moderneren Risikobewertung im Netzbetrieb (z.B. des „n-1“ – Kriteriums) und Investitionen an wirksamen Netzpunkten könnten die Netze so besser genutzt werden. Derartige Konzepte sollen weiter analysiert

und auch erprobt werden. Durch eingesparte Redispatchkosten bzw. durch eingesparten Netzausbau können die nötigen Investitionen voraussichtlich kostenneutral erfolgen, wobei hierzu noch detailliertere Analysen wünschenswert sind.

Kontakt

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
Invalidenstraße 91
10115 Berlin

Bernhard Strohmayer
Referent für Energiemärkte und Mobilität
+49 30 275 81 70 – 22
bernhard.strohmayer@bee-ev.de

Holger Loew
Leiter Infrastruktur und Technik
+49 30 275 81 70 - 17
holger.loew@bee-ev.de

Anne Palenberg
Leiterin Kompetenzzentrum Netze beim BEE
Referentin Netze beim Bundesverband WindEnergie e.V.
+49 30 212 341 – 244
a.palenberg@wind-energie.de