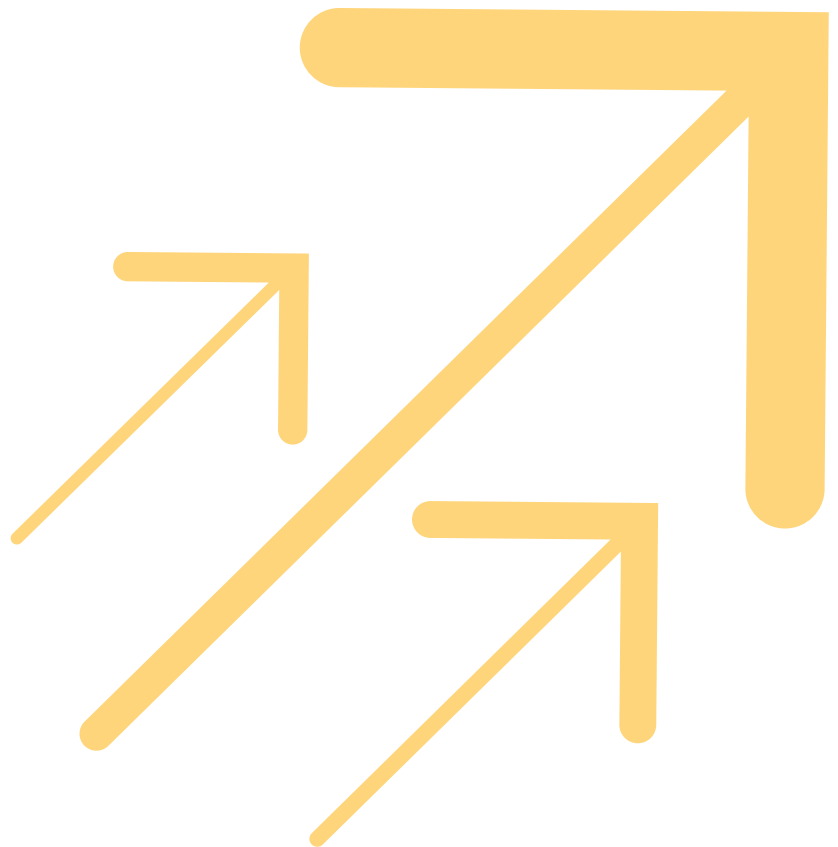


7 FAZIT



7 FAZIT

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW stellen mit diesem Netzentwicklungsplan 2014 (NEP) bereits den dritten NEP zur öffentlichen Konsultation. Der Netzentwicklungsplan bezieht sich auf den Ausbaubedarf im deutschen Onshore-Stromtransportnetz und basiert auf den gesetzlichen Vorgaben im Energiewirtschaftsgesetz (§ 12a-d EnWG). Die Übertragungsnetzbetreiber planen, entwickeln und bauen das Netz der Zukunft. Sie zeigen mit dem NEP, wie der Umbau der Erzeugungslandschaft in Deutschland und die Integration erneuerbarer Energien in zehn bzw. 20 Jahren gelingen kann.

Prozess und Methodik

Indem Annahmen zur Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur, die verwendete Berechnungsmethode und der daraus resultierende Netzausbaubedarf offen dargestellt werden, wird der Prozess der Netzentwicklungsplanung transparent. Der NEP 2014 folgt der in den NEP 2012 und 2013 angewandten und durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) bestätigten Methodik. Der am 30.08.2013 von der BNetzA bestätigte Szenariorahmen ist der Ausgangspunkt für die Erstellung des Netzentwicklungsplans sowie des Offshore-Netzentwicklungsplans 2014 (nach § 12b EnWG und § 17b EnWG) hinsichtlich zukünftig angenommener Erzeugungskapazitäten und der Verbrauchssituation.

Die Übertragungsnetzbetreiber entwickeln die für Netzplanung eingesetzten Methoden und Simulationstools kontinuierlich weiter: Die Methodik der Marktsimulation konnte für den Netzentwicklungsplan 2014 gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2013 verbessert werden.

Die ÜNB stellen mit diesem NEP auch einen weiterentwickelten methodischen Ansatz zur Bewertung von Netzausbaumaßnahmen zur Konsultation, der exemplarisch an einigen Zubaumaßnahmen des Szenarios B 2024 die Notwendigkeit und die Wirksamkeit von Maßnahmen umfassender aufzeigt.

Wie bereits in den letzten beiden Netzentwicklungsplänen wurden Netzoptimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen gegenüber reinen Ausbaumaßnahmen priorisiert. Das dem Netzentwicklungsplan zugrunde liegende NOVA-Prinzip orientiert sich bereits an der optimalen Nutzung vorhandener Trassen.

Der NEP 2014 zeigt wie seine Vorgänger den Übertragungsbedarf zwischen Anfangs- und Endpunkten auf. Anfangspunkte liegen in der Regel in Regionen mit Erzeugungsüberschuss, Endpunkte in solchen mit hohem Verbrauch bzw. bei Kernkraftwerksstandorten, die bis zum Jahr 2022 stillgelegt sein werden. Der vorliegende Netzentwicklungsplan 2014 beschreibt ebenso wie seine beiden Vorgänger keine konkreten Trassenverläufe von neuen Übertragungsleitungen, sondern er dokumentiert den notwendigen Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten. Berechnet werden zukünftige Leitungsverbindungen von einem Umspannwerk zu einem anderen Umspannwerk. Genannte Ortsnamen zur Bezeichnung von Anfangs- und Endpunkten sind rein technische Aussagen, die der Identifikation bestehender Netzanknüpfungspunkte dienen. Konkrete Trassenkorridore bzw. Trassen werden erst in den nachgelagerten Zulassungsschritten (z. B. Bundesfachplanung, Planfeststellung) festgelegt. Der NEP legt weder Standorte für zukünftige Kraftwerke, EE-Anlagen oder ein künftiges Marktdesign fest, noch gibt er dafür Empfehlungen oder Optimierungsvorschläge.

Neben dem Ausbau des 380-kV-Drehstromnetzes sind Hochspannungs-Gleichstrom-Verbindungen (HGÜ) für den weiträumigen Übertragungsbedarf von Norden nach Süden vorgesehen. Sie ermöglichen auf langen Strecken eine verlustarme Übertragung und stabilisieren bei Einsatz moderner Technologie das Drehstromnetz. Ein sonst notwendiger, weitaus großflächigerer AC-Ausbau wird so vermieden. Zur Ein- und Ausspeisung sind Umrichteranlagen (Konverter) erforderlich, die die Anzahl möglicher Abspannpunkte auf der Strecke erheblich begrenzen.

Neben dem Einsatz der Gleichstromtechnologie ist aber auch die zusätzliche Optimierung und Erweiterung des 380-kV-Drehstromnetzes notwendig. Zur Minimierung des Bedarfs an neuen Trassen wird dieser Ausbau – soweit möglich – in den Trassen des heutigen 220-kV-Netzes angestrebt. Der im NEP vorgeschlagene kombinierte Einsatz von Gleichstrom- und Wechselstrom-Technologie ermöglicht eine gesamthafte Optimierung des Übertragungsnetzes für die historisch gewachsenen Versorgungsaufgaben und den künftigen Übertragungsbedarf im Hinblick auf Netzstabilität, Wirtschaftlichkeit und Rauminanspruchnahme.



Ergebnisse der Netzanalysen

Durch die Bandbreite von drei Szenarien decken die ermittelten Netzmaßnahmen eine Vielzahl möglicher zukünftiger Entwicklungen ab. Das Szenario A 2024 kommt beispielsweise den neuen, aggregierten EEG-Erzeugungszielen der Bundesregierung recht nahe. Vor dem Hintergrund der von der Bundesregierung im Koalitionsvertrag sowie den Eckpunkten für eine EEG-Reform geplanten Anpassungen der energiepolitischen Ziele scheint es im Gegensatz zum NEP 2013 allerdings nun nicht mehr angebracht, ein Szenario (wie B 2024 oder A 2024) als „Leitszenario“ und dessen Netz als Ergebnis des Netzentwicklungsplans auszuweisen.

Die in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen ausgewiesenen Maßnahmen erweisen sich auch bei veränderten Parametern in den jeweiligen Szenariorahmen als konsistent. So sind alle vier Gleichstromkorridore für den weiträumigen Nord-Süd-Übertragungsbedarf in allen drei Szenarien weiterhin nötig. Es zeigt sich auch, dass in allen Szenarien ein lediglich um die im Bundesbedarfsplan enthaltenen Maßnahmen erweitertes Startnetz nicht ausreichen würde, um den Übertragungsbedarf zu decken. Damit bestätigt sich die Notwendigkeit aller im Bundesbedarfsplan enthaltenen Maßnahmen. Die Bewertung der Stabilität hat gezeigt, dass die im NEP 2014 auftretenden Netzbelastungen vergleichbar mit denen im NEP 2012 und 2013 sind. Es lassen sich grundsätzlich keine veränderten Anzeichen für Probleme hinsichtlich der transienten Stabilität und der Spannungsstabilität erkennen.

Das Volumen der Netzverstärkungen auf Bestandstrassen (Umbeseilung oder Stromkreisaufgaben, Neubau einer leistungsfähigeren Leitung in bestehenden Trassen) beträgt in A 2024 rund 5.300 km. Zum Vergleich: Das Volumen des gesamten heutigen Höchstspannungsnetzes liegt bei rund 35.000 km. Der Ausbaubedarf neuer Leitungstrassen liegt in A 2024 bei 3.500 km, davon sind ca. 2.000 km HGÜ-Korridore. Auch der deutsche Anteil der drei Gleichstrom-Interkonnectoren nach Belgien, Dänemark und Norwegen mit einer landseitigen Länge von rund 200 km ist darin enthalten. Die Übertragungskapazität der HGÜ-Korridore beträgt 10 GW.

Im Szenario A 2024 zeigt sich im Vergleich zum Szenario B 2024 eine zeitliche Streckung der Entwicklung der erneuerbaren Energien. Die AC-Ausbaumaßnahmen des Szenarios A 2023 im NEP 2013 sind weitestgehend auch im Szenario A 2024 notwendig. Im Vergleich mit den Ergebnisnetzen der anderen Szenarien zeigt sich, dass die Notwendigkeit von Ausbaumaßnahmen hier langfristig gesehen nicht abnimmt, sondern lediglich zeitlich gestreckt wird.

Die Investitionskosten für die Netzmaßnahmen werden im Netzentwicklungsplan auf Basis von spezifischen Kostensätzen ermittelt und haben einen vorläufigen Charakter. Das Gesamtvolumen der Investitionen beträgt in den nächsten zehn Jahren je nach Szenario insgesamt ca. 21 bis 26 Mrd. €. Zu Verkabelung bzw. Teilverkabelung können im Netzentwicklungsplan keine Aussagen getroffen werden, da sie Gegenstand nachgelagerter Genehmigungsverfahren sind.

Zusätzliche Erkenntnisse vor dem Hintergrund der aktuellen politischen Diskussion

In einem Exkurs in Kapitel 1 interpretieren die Übertragungsnetzbetreiber die Ergebnisse dieses NEP 2014 vor dem Hintergrund der neuen Eckpunkte der deutschen Bundesregierung für eine EEG-Reform:

In allen Szenarien hat der Ausbau der Windkraft den stärksten Einfluss auf den überregionalen Übertragungsbedarf in Nord-Süd-Richtung, da die Windenergieleistung den regionalen Bedarf teilweise erheblich überschreitet. Windenergie ist somit weiterhin bestimmend für den Netzausbau. Nach erster Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber ist damit bei Einhaltung der Rahmendaten aus dem aktuellen EEG-Eckpunktepapier keine signifikante Reduzierung im Netzausbaubedarf an Land gegenüber den Szenarien A bzw. B zu erwarten. Die im Exkurs erfolgte qualitative Analyse der Auswirkungen der aktuell diskutierten Eckpunkte für eine EEG-Reform auf den Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes ergibt, dass der aktuelle Bundesbedarfsplan weiterhin ein solider Kern des zukünftig benötigten Netzausbaus bleibt und die Notwendigkeit von Ausbaumaßnahmen langfristig gesehen gegenüber den Szenarien A bzw. B nicht stark abnimmt, sondern wohl lediglich zeitlich gestreckt wird.



Die Übertragungsnetzbetreiber werden die neuen Rahmenbedingungen zusätzlich zum NEP 2014 dadurch politisch würdigen, dass sie flankierend zu diesem NEP Sensitivitätsberechnungen anstellen, die erste maßnahmenscharfe Hinweise auf die Auswirkungen einzelner Parameter der geplanten politischen EEG-Reformen auf den Netzausbau geben werden. Hier werden konkret die Auswirkungen der zeitlichen Streckung des Offshore-Ausbaus und der Spitzenkappung bei neuen EEG-Anlagen auf den Netzausbau beleuchtet. Auch damit leisten die Übertragungsnetzbetreiber einen Beitrag zur aktuellen politischen Debatte. Diese Sensitivitäten können jedoch nicht mehr als ein weiterer Indikator sein und ermöglichen nicht die Ermittlung eines neuen, zu bestätigenden Zielnetzes. Weitere Punkte der EEG-Reform, die derzeit noch nicht hinreichend konkretisiert sind, haben nämlich ebenfalls ganz entscheidende Auswirkungen auf den Netzausbau. Diese müssen jedoch politisch noch definiert und im Anschluss dann modelliert werden, um einen vollständigen Rahmen für die genaue, maßnahmenscharfe Bewertung der Auswirkungen auf den Netzentwicklungsbedarf abzubilden.

Empfehlung für den Netzentwicklungsplan 2014

Die Übertragungsnetzbetreiber empfehlen in diesem NEP 2014 vor dem Hintergrund der aktuell diskutierten Änderungen im EEG nicht die Bestätigung eines strukturell engpassfreien Zielnetzes. Sie empfehlen, über die Maßnahmen des Bundesbedarfsplans und die im NEP 2013 bestätigten Maßnahmen hinaus lediglich die Bestätigung von drei Projekten, die in direktem Zusammenhang mit essenziellen, bereits bestätigten Maßnahmen stehen. Weitere Maßnahmen, die in den Netzanalysen ermittelt wurden, sind in einem späteren NEP 2015, der auf neuen Szenarien aufbaut, dann auf ihre ökonomische, ökologische und netzstabilisierende Wirksamkeit hin zu überprüfen und zu priorisieren.

Sofern der eingeschlagene Weg der Energiewende prinzipiell weiter beschritten wird, also der Ausstieg aus der Kernenergie und der dynamische Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromversorgung als grundsätzliche Ausrichtung der deutschen Energiepolitik beibehalten werden, sind die 2012 und 2013 bestätigten NEP-Maßnahmen nach wie vor dringend nötig. Die aktuell diskutierte Neujustierung des EEG bedeutet keine grundsätzliche Umkehr, sondern vielmehr eine leichte zeitliche Streckung der Entwicklung einzelner Erzeugungsarten wie beispielsweise der Windkraft. Dadurch verschieben sich einige Netzentwicklungsmaßnahmen ebenfalls zeitlich nach hinten, ohne deswegen obsolet zu werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber bauen nur ein Netz, das nötig ist, um die Energiewende auf Seiten des Übertragungsnetzes effizient und sicher zu ermöglichen. Der Bundesbedarfsplan erweist sich dazu als solide Grundlage für die Netzentwicklung der kommenden Jahre. Dieser ist in den Szenarien A 2024 und B 2024 der Grundstock der ausgewiesenen Zielnetze, auch im Lichte der aktuellen EEG-Reformvorschläge.

Der Netzausbau ist elementare Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende. Das Tempo des Netzausbaus bestimmt das Tempo der Energiewende. Wenn er weiterhin hinter der Ausbaugeschwindigkeit der erneuerbaren Erzeugungsanlagen zurückbleibt, sind die Ziele der Energiewende und die Versorgungssicherheit gefährdet. Ein Verzicht auf Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Übertragungsnetzes würde darüber hinaus an anderer Stelle hohe Kosten verursachen.

Der vorliegende Entwurf des Netzentwicklungsplans 2014 wird von den Übertragungsnetzbetreibern bis zum 28.05.2014 öffentlich zur Konsultation gestellt. Rückmeldungen aus der Konsultation fließen in den zweiten Entwurf des NEP 2014 ein. Die Übertragungsnetzbetreiber hoffen wie im Vorjahr auf eine engagierte Teilnahme an der Konsultation dieses Entwurfs.