

Stellungnahme

Netzentwicklungsplan Strom 2013

Erster Entwurf der
Übertragungsnetzbetreiber

Berlin, 12. April 2013

1 Zusammenfassung

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben am 2. März 2013 den ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2013 vorgelegt. Der Netzentwicklungsplan stellt dabei dezidiert heraus, welche Maßnahmen im Szenario B bis zum Jahr 2023 durchgeführt werden müssen, um die zunehmende Stromeinspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen aufnehmen zu können. Der BDEW begrüßt die unter hohem Zeitdruck geleisteten Arbeiten der Übertragungsnetzbetreiber und weist in diesem Zusammenhang auf bestehende organisatorische sowie systemimmanente Herausforderungen hin, mit denen alle Beteiligten und insbesondere die Übertragungsnetzbetreiber konfrontiert sind. Die Ergebnisse zeigen den hohen Ausbaubedarf im Übertragungsnetz auf, machen allerdings auch deutlich, dass die Frequenz der Erstellung des Netzentwicklungsplans Strom, die schwere Prognostizierbarkeit sowie auch unterschiedliche Prognoseansätze des Ausbaus von dezentralen Erzeugungsanlagen wesentliche Herausforderungen für die involvierten Institutionen sind.

2 Allgemeine Anmerkungen

Die Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2013 (NEP) durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) am 30. November 2012 war der Startschuss für die Erstellung des NEP. Anschließend hatten die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) rund drei Monate Zeit, den ersten Entwurf des NEP der Öffentlichkeit fristgerecht bis zum 3. März 2013 vorzulegen.

Frequenz der NEP-Erstellung

Die späte Bestätigung des Szenariorahmens durch die BNetzA war u. a. auf die parallele Bearbeitung und Genehmigung des finalen NEP Strom 2012 durch die BNetzA zurückzuführen – der endgültige NEP 2012 wurde am 27. November 2012 genehmigt. Die Überschneidung der Teilprozesse von NEP 2012 und NEP 2013 und die daraus resultierende späte Bestätigung des Szenariorahmens machen den enormen Zeitdruck deutlich, der bei den ÜNB und der BNetzA durch die engen Fristen erzeugt wird. Die jährliche Erstellung von Szenariorahmen und NEP ergibt sich aus den Vorgaben von Artikel 22 der Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (3. EU-Binnenmarktpaket) sowie aus den Paragraphen 12a und 12b des EnWG. Neben dem starken Zeitdruck behindert die jährliche Taktrate der NEP-Erstellung die öffentliche Transparenz des Gesamtprozesses. Die Transparenz und die klare Kommunikation, als wesentliche Ziele des NEP, können durch die praktizierte Frequenz der Erstellung auch durch eine „Informationsflut“ konterkariert werden.

Der BDEW begrüßt daher den Vorschlag der ÜNB, den NEP nur alle zwei Jahre zu erstellen. Auch von Seiten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und der BNetzA wird ein solcher Vorschlag ausdrücklich unterstützt. Die beschriebenen Prozessüberschneidungen sieht der BDEW als problematisch an und empfiehlt daher eine Erstellung des NEP im Zweijahresrhythmus. Diese würde auch eine Synchronisierung mit dem europäischen Ten Year Network Development Plan (TYNDP) ermöglichen und außerdem zu einer zeitli-

chen Annäherung an die alle drei Jahre durchzuführende Aktualisierung des Bundesbedarfsplans führen. Da die Aktualisierung des Bundesbedarfsplans maßgeblich durch die Ergebnisse des jeweils letzten und aktuellsten NEP bestimmt wird, würde eine geringere Frequenz der Erstellung sinnvoll sein. Die Ergebnisse der NEP der Zwischenjahre spiegeln sich nur nachrangig im Bundesbedarfsplan und damit auch nur nachrangig in der Umsetzung des Netzausbaus wieder. Durch eine geringere Frequenz der Erstellung würden sich außerdem personelle Kapazitäten bei den ÜNB und der BNetzA mobilisieren lassen, die dann für tiefergreifende Untersuchungen (siehe Sensitivitätsanalysen in Kapitel 3 dieser Stellungnahme) genutzt werden können.

Akzeptanz

Im Rahmen des Ausbaus der deutschen Stromnetze ist die Akzeptanz von allen Interessen- und Entscheidungsträgern sowie insbesondere der Bevölkerung von besonderer Bedeutung. Diesem Umstand trägt der NEP Rechnung, indem die Öffentlichkeit bei allen wichtigen Prozessschritten wie der Erstellung des Szenariorahmens sowie der beiden folgenden Entwürfen des NEP mit in das Konsultationsverfahren einbezogen wird. Insbesondere die dieses Jahr neu eingeführte „Roadshow“ der ÜNB zur Vorstellung des ersten NEP-Entwurfs sieht der BDEW als akzeptanzfördernde Maßnahme an. Die Roadshow findet kurz nach Veröffentlichung des ersten NEP-Entwurfs innerhalb von zwei Wochen an zehn Standorten in der Bundesrepublik statt und hat zum Ziel, die Institutionen und Privatpersonen vor Ort über die vorgesehenen Maßnahmen und deren Notwendigkeit zu informieren.

3 Szenariorahmen

Änderungen gegenüber NEP Strom 2012

Insgesamt müssen mit dem NEP 2013 rund 5 GW mehr Leistung von Nord- nach Süd-Deutschland übertragen werden. Davon sind rund 3 GW auf den Ausbau der Windenergie zurückzuführen und rund 2 GW auf die Reduzierung von ungewollten Ringflüssen über Polen, Tschechien und Österreich. Dies zeigt auf, dass sich der prognostizierte Ausbau von dezentralen Erzeugungsanlagen und speziell von Windenergieanlagen für einen Zeithorizont von zehn Jahren noch innerhalb eines Jahres signifikant ändern kann. Die fehlende Steuerung bzgl. Höhe und Ort der Leistung aus dezentralen Erzeugungsanlagen schlägt sich in einer hohen Volatilität der Prognosen zum Ausbau dieser Anlagen nieder. Die damit einhergehende geringere Belastbarkeit der Ergebnisse der Planungsarbeiten für den Ausbau von dezentralen Erzeugungsanlagen in Deutschland trägt daher den hohen Ansprüchen, eines auf zehn Jahre angelegten Netzausbauplans, nicht ausreichend Rechnung. Da jedoch für einen wirksamen und möglichst kostengünstigen Netzausbau eine langfristige Perspektive notwendige Bedingung ist, sollten kurz- bis mittelfristig bessere Steuerungsmechanismen eingeführt werden.

Windenergie Offshore

Die ÜNB sind an den von der BNetzA genehmigten Szenariorahmen gebunden, vor diesem Hintergrund ist die Konsultation des NEP 2013 an sich nicht der formal korrekte Ort, um Änderungen am Szenariorahmen anzuregen. Dennoch ist insbesondere im Zusammenhang mit Windenergie Offshore darauf hinzuweisen, dass angesichts der bisherigen, verzögerten Entwicklung die im Szenariorahmen aufgeführte installierte Leistung von 14,1 GW im Szenario B 2023 sowie 17,8 GW im Szenario C 2023 ausgesprochen – wenn nicht unrealistisch – hoch erscheint. Im EEG-Dialog des BMU zu Windenergie am 12. Februar 2013 bestand weitgehend Einigkeit, dass ein realistischer Ausbaupfad für die Windenergie Offshore bei rund 6-8 GW bis 2020 liegt. Der BDEW unterstützt diese Einschätzung grundsätzlich und hat in seinem Positionspapier zum EEG-Dialog einen mit dem Netzausbau On- und Offshore koordinierten Zubau von jährlich rund 1 GW als realistisch und zielführend angesehen. Vor diesem Hintergrund plädiert der BDEW dafür, dass bei der zukünftigen Überarbeitung von Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan diese korrigierte, realistischere Zielsetzung mindestens im Szenario B 2024 Berücksichtigung findet. Dementsprechend niedriger fiel der Netzausbaubedarf im NEP und im Offshore-NEP – einschließlich der daraus resultierenden Kosten – aus.

Regionalisierung

Bei der Betrachtung der Leistungsflüsse in der Höchstspannungsebene spielt die Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen in den nachgelagerten Netzebenen eine wichtige Rolle. Hier sind Rückspeisungen aus der Nieder- und Mittelspannungsebene, aber insbesondere auch aus der Hochspannungsebene, zu berücksichtigen, die sich aufgrund hoher Erzeugungsleistung, insbesondere aus Erneuerbaren Energien, in diesen Spannungsebenen ergeben.

Bei der Erstellung des Entwurfs des Szenariorahmens, der die Basis für den Netzentwicklungsplan bildet, wird bisher nur bedingt auf die Erkenntnisse der Verteilnetzbetreiber (VNB) zum Ausbau von Erneuerbarer Energien zurückgegriffen. Es hat sich gezeigt, dass dadurch teilweise erhebliche Unterschiede zwischen den Ausbautzahlen des Szenariorahmens und den Ausbautzahlen der Verteilnetzbetreiber bestehen.

Die teilweise auftretenden Unterschiede zwischen den Zahlen im Entwurf des Szenariorahmens und den Prognosen von VNB drücken sich an den Beispielen von Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Rheinland-Pfalz aus. So sind hier die in den Szenarien A und B für 2023 im Entwurf des Szenariorahmens zum NEP 2013 prognostizierten installierten Leistungen von Windenergieanlagen niedriger als die von den VNB für 2015 erwarteten.

Der Szenariorahmen zum NEP 2013 enthielt erstmals eine Regionalisierung der Erneuerbaren Energien auf Länderebene für alle Szenarien. Die Genehmigung erfolgte jedoch nur auf Bundesebene. Es sollte klargestellt werden, ob das Vorgehen bei der Regionalisierung Konsultationsgegenstand des Szenariorahmens oder des NEP ist.

Trotz erheblicher Einwände bzgl. der Regionalisierung der installierten Leistungen von im Bereich der Erneuerbaren Energien stützt sich der regionale Verteilungsschlüssel für die Szenarien A und B ausschließlich auf die uneinheitlich erfassten Meldungen der Länder ge-

mäß Szenario C. Eine Verbesserung gegenüber dem NEP 2012 ist nicht vorgenommen worden.

Der BDEW ist der Ansicht, dass dafür die Regionalisierung idealerweise in Form eines Bottom-Up-Ansatzes bestimmt werden sollte. Grundsätzlich kann mit einem solchen Bottom-Up-Ansatz, bspw. für die Windenergie auf Basis von Potenzialanalysen oder bereits ausgewiesener Windeignungsflächen für jede Region, die Bandbreite der zu erwartenden installierten Leistung aus Erneuerbarer Energien berechnet und dann den Knoten in der Höchstspannungsebene (inkl. neuer notwendiger Netzverknüpfungspunkte) unter Berücksichtigung der Verteilnetzinformationen zugeordnet werden. Die berechnete Bandbreite könnte dann als Grundlage für die Bildung der Szenarien A, B und C dienen.

Einen Lösungsansatz hierfür könnte eine bundesweite Studie durch einen unabhängigen Gutachter liefern. Eine bundesweite Betrachtung ist deshalb anzustreben, da sonst die Prognosen nicht auf einheitlichen Prämissen beruhen. Eine bundesweite Studie könnte – anstelle von Länderzielen, die auf verschiedenen Grundlagen und aus unterschiedlichen Gründen entstanden sind – als solide Basis für die Erstellung des Szenariorahmens dienen.

Die ÜNB tragen dieser Herausforderung insofern Rechnung, als dass sie bereits im Vorfeld der Erstellung des Szenariorahmens für den NEP 2014 umfangreiche Gespräche und Workshops mit den Interessenträgern durchführen. Der BDEW weist in diesem Kontext darauf hin, dass es das Ziel sein muss, dass alle am Ausbau des Stromnetzes Beteiligten die gleiche Planungsgrundlage verwenden, da sonst notwendigerweise Ineffizienzen auftreten.

Sensitivitätsbetrachtungen

Mit der Genehmigung des Szenariorahmens hat die BNetzA die ÜNB dazu verpflichtet, drei ergänzende Sensitivitätsbetrachtungen in Ergänzung zum NEP zu erstellen. Demnach müssen die ÜNB bis zum 1. Juli 2013 die Ergebnisse folgender drei Sensitivitäten aufzeigen:

- Absenkung des Nettostrombedarfs auf 476,5 TWh und Absenkung der Jahreshöchstlast auf 74,8 GW in Szenario B 2023
- Pauschale Beschränkung der eingespeisten Leistung auf 80% der in den Bundesländern installierten Windenergieanlagen in Szenario B 2023
- Regionalisierung der installierten Leistung aus dezentralen Erzeugungsanlagen anhand durch die BNetzA definierter Verteilungsschlüssel

Der Ansatz der BNetzA und damit auch die Analysen der ÜNB werden vom BDEW als sinnvoll erachtet. Eine weitere Untersuchung von Sensitivitäten oder Modellierungsvarianten bereitet eine breitere und solidere Entscheidungsbasis für zukünftige Vorhaben.

4 Ergebnisse

Berechnete Szenarien

Der vorliegende Entwurf des NEP zeigt nur für das Szenario B für das Jahr 2023 detaillierte Ergebnisse auf. Die weiteren drei Szenarien wurden indikativ betrachtet und liefern so keine maßnahmenscharfe Auswertung. Es ist von Bedeutung, dass für das Szenario B 2023 detaillierte Ergebnisse vorliegen, allerdings ist auch der genaue Ausbaubedarf in den anderen Szenarien (insbesondere Szenario C) von hohem Interesse. Die in der Vorbemerkung aufgeführten Gründe zeigen jedoch, dass eine komplette Bearbeitung aller Szenarien unter den zeitlichen Restriktionen nicht möglich war. Hierdurch wird die Zweckmäßigkeit der in Kapitel 2 aufgestellten Forderung nach einem zweijährigen statt einem einjährigen Rhythmus untermauert.

Für Szenario B 2023 wird klar aufgezeigt, mit welchem Ausbaubedarf auf der Höchstspannungsebene zu rechnen ist. Die Ergebnisse zeigen auf, dass bis zum Jahr 2023 rund 21 Mrd. Euro in das deutsche Übertragungsnetz investiert werden müssen. Diese Kosten entfallen auf die Investitionen in HGÜ-Übertragungskorridore, 380-kV-Neubaustrecken, 380-kV-Netzausbau in bestehenden 220-kV-Netz-Trassen, die Umstellung von Wechsel- auf Gleichstrom sowie die Umbeseilung bestehender Leitungen.

Die Ergebnisse zeigen zudem, dass sich alle Maßnahmen aus dem ÜNB-Entwurf des NEP 2012 bestätigt haben. Aufgrund des geänderten Szenariorahmens wurden darüber hinaus weitere erforderliche Maßnahmen identifiziert.

Der hohe Ausbaubedarf macht deutlich, dass das Gelingen des mit der Energiewende verknüpften Netzausbaus mit großen Anstrengungen verbunden ist. Es geht beim Ausbau der Übertragungsnetze um einen zentralen Baustein der Energiewende und damit um eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe aller Akteure. Nur durch eine effektive Zusammenarbeit von Netzbetreibern und Behörden sowie durch das Gewinnen von Akzeptanz bei den Interessensträgern kann der im NEP beschriebene Ausbau gelingen.

Berücksichtigung volatiler Stromeinspeisung

Bei der Aufnahme der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist zwischen einer Aufnahme von 100% des volatil erzeugten Stroms und der Aufnahme eines volkswirtschaftlichen Optimums zu differenzieren. Aktuelle Studien zeigen, dass geringe Einschränkungen der eingespeisten Energie von einigen wenigen Prozent bereits große Leistungsreduzierungen und damit einen deutlich geringeren Netzausbaubedarf bedeuten. Von daher wurde mit der Systematik, die der Erstellung des NEP zugrunde liegt, ein geeigneter Weg gewählt. Die Erstellung des NEP erfolgte durch eine Simulation der Einspeisung im Stundenraster, durch welches Leistungsspitzen der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien nivelliert werden, was den Übertragungsbedarf tendenziell verringert. Darüber hinaus darf die Möglichkeit einer Einsenkung der Erzeugungsspitzen aus Erneuerbaren Energien und Anforderung von zusätzlicher Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken zur Vermeidung temporärer Engpässe als Alternative zum Netzausbau in der gesellschaftlichen Diskussion kein Tabuthema sein.

Vor diesem Hintergrund begrüßt der BDEW den Auftrag der BNetzA an die ÜNB im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens, als eine von drei bis zum 1. Juli 2013 vorzulegenden Sensitivitäten die Auswirkungen einer pauschalen Beschränkung der in den einzelnen Bundesländern an Land installierten Leistung von Windenergieanlagen in Szenario B 2023 um 20 Prozent zu untersuchen. Sollte sich dabei ein erhebliches Potenzial zur Einsparung bzw. zeitlichen Verlagerung des Netzausbaus in die Zukunft ergeben, so sollte ernsthaft diskutiert werden, die gesetzliche Grundlage für eine entsprechende Kappung von Einspeisespitzen (einschließlich eventueller Folgeregelungen für die Vergütung der abgeregelten Arbeit) zu schaffen. Es muss jedoch klar sein, dass heute keine gesetzlichen Regelungen für eine Kappung von Einspeisespitzen bestehen und daher der reale Netzausbaubedarf momentan nur auf Basis der gesamten Einspeiseleistung bestimmt werden kann.

Für die von der BNetzA beauftragte Untersuchung der „Auswirkungen einer pauschalen Beschränkung der eingespeisten Leistung auf je 80 % der in den einzelnen Bundesländern installierten Leistung Wind onshore“ auf die Maßnahmen des Leitszenarios B 2023 weist der BDEW auf Folgendes hin: Eine ausschließliche Betrachtung der Abregelung auf 80 % der installierten Leistung wird als nicht zielführend erachtet. Zur Klärung des hierin liegenden Potentials zur Verringerung des Netzausbaus sollte analog zum Regionenmodell der dena-Netzstudie II eine jeweilige Abregelung der zwischen den Regionen zu übertragenden Erzeugungsspitzen in mindestens drei Stufen untersucht werden. Dabei kann die Stufe entweder durch eine Anpassung der maximal einzuspeisenden Leistung oder durch eine Anpassung der eingespeisten Energiemenge erfolgen.

Handelsbilanz

Die Marktsimulation zeigt im Vergleich zu 2012 höhere Exportmengen auf. Deutschland ist in allen Szenarien Nettoexporteur von Strom aus erneuerbaren und konventionellen Quellen. Die Tatsache, dass im Leitszenario B 2023 in ca. 87 % der Stunden Transite vorkommen, zeigt die Bedeutung Deutschlands für den europäischen Energiebinnenmarkt. Dass der Netzausbau so auch einen wichtigen Beitrag zur Weiterentwicklung des Binnenmarktes leistet, zeigen diese Zahlen eindrucksvoll. Dies ist insbesondere im dem Kontext zu erwähnen, dass der NEP eine direkte Folge des 3. EU-Binnenmarktpakets ist, der als wesentliches Ziel die Realisierung eines EU-Elektrizitätsbinnenmarktes definiert.

Schnittstelle Übertragungsnetz - Verteilnetz

Der zusätzliche Bedarf an Höchstspannungstransformatoren, die in 110-kV-Netze einspeisen, wird, wie im NEP beschrieben, frühzeitig mit den betroffenen VNB ermittelt und begründet. Es muss daher sichergestellt sein, dass mit allen VNB, deren Netztopologie und Netzbelastung sich durch die Maßnahmen des NEP ändern würden, während des Erstellungsprozesses Rücksprache gehalten wird. Die Maßnahmen an den Schnittstellen können nur einvernehmlich festgelegt werden. Alle zwischen ÜNB und VNB vereinbarten Maßnahmen (wie bspw. neue Netzverknüpfungspunkte) müssen auch Teil des NEP sein, da die Planung der Netzentwicklung an den Schnittstellen sonst nicht konsistent sein kann.

Ansprechpartner:

Nidal Meyer

Telefon: +49 30 300199-1111

nidal.meyer@bdew.de