

Stellungnahme

Konsultation des von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurfs des Netzentwicklungsplans Strom 2012

Berlin, 10. Juli 2012

Vorbemerkung

Aus Sicht des BDEW ist die Erstellung des Netzentwicklungsplans (NEP) und damit die ausreichende Dimensionierung der Übertragungsnetze von zentraler Bedeutung, damit der notwendige Netzausbau mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien synchronisiert und den Bedürfnissen eines weitgehend engpassfreien europäischen Binnenmarkts gerecht werden kann.

Anmerkungen zum Entwurf des Netzentwicklungsplans

Allgemeine Anmerkungen zum Prozess

Der BDEW begrüßt die geleisteten Arbeiten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bei der Erstellung des vorgelegten NEP. Durch ihn wird dargelegt, welche „Punkt zu Punkt Verbindungen“ für ein bestimmtes Szenario bis wann realisiert werden müssen, damit die Systemicherheit des deutschen Übertragungsnetzes weiterhin gewährleistet ist. Die ÜNB haben darüber hinaus in Zusammenarbeit mit der Bundesnetzagentur (BNetzA) erfolgreich und transparent zahlreiche Dialogveranstaltungen zum NEP durchgeführt.

Am 19. Juli 2011 hatte die BNetzA den von den vier deutschen ÜNB erstellten Szenariorahmen zur Konsultation gestellt. Bis zum 29. August 2011 war es allen Interessierten möglich, sich an der Konsultation in Form einer Stellungnahme zu beteiligen.

Speziell durch die derzeitige Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparcs, aber auch durch die zukünftige Entwicklung der Erneuerbaren Energien ist die jährliche Anpassung der Szenariorahmen Strom und Gas von besonderer Bedeutung. Diese bilden die Grundlage für die Erstellung der NEP Strom und Gas.

Gleichzeitig ist die jährliche Aktualisierung von Szenariorahmen und NEP sowie die mindestens alle drei Jahre vorgesehene Anpassung des Bundesbedarfsplans auch eine Herausforderung. Vor diesem Hintergrund sollte erwogen werden, ob eine Erstellung des NEP zukünftig alle zwei Jahre zu bevorzugen ist. Zum Einen können damit die Ergebnisse des alle zwei Jahre von ENTSO-E vorgelegten „Ten Year Network Development Plan“ besser berücksichtigt werden (z.B. indem der NEP immer ein Jahr nach dem „Ten Year Network Development Plan“ erscheint) und zum Anderen sieht das 3. Binnenmarktpaket die Vorlage eines NEP nur alle zwei Jahre vor. Darüber hinaus zeigt der bisherige Prozess, dass die jährliche Vorlage mit den Prozessabläufen einschließlich ausreichender Konsultationsfristen nur schwer zu vereinbaren ist.

Nach Auffassung des BDEW müssen aus dem NEP 2012 diejenigen „no regret“-Maßnahmen identifiziert und mittels Bundesbedarfsplangesetz auf den Weg gebracht werden, die für die Integration der Erneuerbaren Energien sowie für die weitere Vollendung des Europäischen Binnenmarkts unabdingbar sind. Alle politischen und gesellschaftlichen Akteure sind aufgefordert, die jährliche Aktualisierung des NEP nicht dafür zu nutzen, gerade erst identifizierte und durch den Bundesbedarfsplan legitimierte Leitungsprojekte wieder in Frage zu stellen. Derartige Entscheidungen kann nur der Bundesgesetzgeber treffen, der den Bundesbedarfsplan mindestens alle drei Jahre aktualisiert.

Der insgesamt transparent gestaltete Prozess zur Erstellung des NEP 2012 wird ausdrücklich begrüßt. Die Hinweise nach einer detaillierteren Darstellung aus der BDEW-Stellungnahme vom 29. August 2011 zum Szenariorahmen sind übernommen worden. So wurde bspw. die Herleitung der Jahreshöchstlast im NEP dargestellt, die Annahmen für den „Ten Year Network Development Plan 2012“ von ENTSO-E beachtet und der Energiemarkt durch eine entsprechende Marktsimulation berücksichtigt. Naturgemäß ist eine Prognose des Energiemarktes in 2022 mit großen Unsicherheiten verbunden. Der NEP sollte jedoch für die wahrscheinlichen Szenarien des zukünftigen Energiemarktes geeignet sein. Von daher sollte für den NEP 2013 eine Sensitivitätsbetrachtung für verschiedene Eingangsparameter des Marktmodells (z.B. fallende Gaspreise in Kombination mit steigenden Kohle und CO₂-Preisen) durchgeführt werden.

Hochspannungsgleichstromübertragung

Ebenfalls positiv zu erwähnen ist, dass durch die im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) festgelegten Optimierungs- und Übertragungstechnologien (Hochtemperaturleiterseile und Hochspannungsgleichstromübertragung [HGÜ]) aktuell einsatzfähige Technologien nach nachvollziehbaren Bewertungskriterien, wie z.B. Systemsicherheit, Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit, untersucht und bewertet wurden.

Der BDEW begrüßt ausdrücklich, dass die ÜNB mit den vorgeschlagenen HGÜ-Korridoren die Basis für ein Overlay-Netz gelegt haben. Dadurch wird das Höchstspannungs-Wechselstromnetz insbesondere in Bezug auf die enormen Nord-Süd-Transportkapazitäten für Strom aus On- und Offshore-Windenergie ergänzt. Gleichzeitig schlagen die ÜNB vor, diese Korridore so auszulegen, dass sie bei steigendem Transportbedarf aufgerüstet werden können. Das erscheint nach Auffassung des BDEW sinnvoll, um die Flächeninanspruchnahme sowie die Beeinträchtigung von Anwohnern sowie Flora und Fauna so gering wie möglich zu halten.

Gleichzeitig stellt dies jedoch, sofern der Ansatz der HGÜ-Korridore im weiteren Verfahren bestätigt wird, neue Herausforderungen an die folgenden Planungs- und Genehmigungsverfahren. Der BDEW bittet die Politik, die Bundesnetzagentur sowie die Landes-Genehmigungsbehörden im Zusammenhang mit den HGÜ-Korridoren darum, Überlegungen für eine vorausschauende Planung (sowohl in Bezug auf Naturschutz/FFH als auch in Bezug auf den Wohnumfeldschutz der Bevölkerung) anzustellen, die bereits im Planungs- und Genehmigungsverfahren der ersten HGÜ-Leitungen auf den geplanten Korridoren die Grundlagen für eine potenzielle Erweiterung der Kapazitäten schaffen.

Die HGÜ-Leitungen erfüllen an ihren Endpunkten – insbesondere in Bayern und Baden-Württemberg – neben dem Stromtransport wichtige Zusatzfunktionen vor dem Hintergrund der Abschaltung der Kernkraftwerke bis 2022. Diese wirken vor Ort in Bezug auf wesentliche Systemdienstleistungen wie Netzauslastung, Spannungshaltung und Kurzschlussleistung wie verbrauchsnahe Kraftwerke und können somit nach Realisierung der Leitungsprojekte den Zubau von Kraftwerksleistung vor Ort als Ersatz für wegfallende Kraftwerkskapazitäten teilweise ersetzen.

Im Bereich der HGÜ-Anbindung von Offshore-Windparks sind kongruente Lösungen zum Ausbau der Übertragungsnetze erforderlich. Der BDEW hat hierzu erste Vorschläge (siehe BDEW-Positionspapier „Vorschläge zum Umgang mit Kosten durch Störungen und Verzögerungen der Netzanbindung von Offshore-Windparks“ vom 21. Mai 2012) erarbeitet.

Einbeziehung der Verteilungsnetze

Die ÜNB weisen im NEP darauf hin, dass die neuen erforderlichen Transformatorkapazitäten und -standorte durch die jeweiligen ÜNB und Verteilungsnetzbetreiber (VNB) in, dem NEP nachgeschalteten, Untersuchungen ermittelt werden sollen, die sich an den NEP anschließen. Da im NEP zudem die Auswirkungen auf die Verteilungsnetze nicht berücksichtigt werden, sind sie nach Auffassung der ÜNB durch die jeweiligen regionalen VNB im Nachgang zu prüfen [NEP, Abschnitt 5.2.3 und 5.2.4]. Im NEP wird zu Recht darauf hingewiesen, dass die Wechselwirkung zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetz relevant ist. So wurden in der Modellbildung „die unterlagerten regionalen 110-kV-Verteilungsnetze im Regelfall durch Netzäquivalente abgebildet [...]“ (NEP, Abschnitt 5.2.2). Daher ist es sinnvoll, die VNB frühzeitig in die Berechnungen zum NEP einzubinden. Eine wirtschaftlich und technisch optimale Gestaltung der Schnittstelle zwischen diesen Ebenen (HöS/HS-Transformatoren) und der Transport- und der 110-kV-Netzebene kann nur gemeinsam gefunden werden.

Darüber hinaus regt der BDEW an, die technischen, gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen zu schaffen, die neben dem Um- und Ausbau der Übertragungsnetze auch den erforderlich werdenden Aus- und Umbau der Verteilungsnetze zur Einbindung der volatilen Stromerzeugung insbesondere aus Onshore-Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen ermöglichen.

Insofern wird, basierend auf den Erzeugungsszenarien und den NEP der ÜNB, angeregt, auch für Verteilungsnetzbetreiber auf Basis des § 14 Abs. 1b EnWG den Netzausbaubedarf bei 110-kV Netzen in Form von Bedarfsplänen verbindlich festzulegen. Diese Bedarfspläne sollten dann ähnlich dem Bundesbedarfsplan die Frage der Notwendigkeit von Leitungstrassen für alle folgenden Genehmigungsverfahren verbindlich feststellen und damit zu einer Abkürzung des Zeitbedarfs für diese beitragen.

Im NEP werden von den ÜNB die Ergebnisse der Regionalisierung von Erzeugung und Verbrauch Bundesland scharf dargestellt. Um die Ergebnisse der Regionalisierung bewerten zu können, sollte eine detailliertere Darstellung auf Netzknotenebene erfolgen. Hierzu ist eine gute Einbindung der VNB notwendig.

Berücksichtigung weiterer Optionen zur Vermeidung von Netzengpässen

Der Ausbau des Übertragungsnetzes ist nur eine von mehreren Optionen zur Vermeidung von Netzengpässen und einer Integration der Erneuerbaren Energien. Darüber hinaus zeigen auch die aktuellen Diskussionen zur sogenannten „50,2 Hz-Problematik“, dass den Verteilungsnetzen eine immer größere Beachtung hinsichtlich der Systemstabilität zukommt. Die BDEW-Verteilnetzstudie aus dem vergangenen Jahr verdeutlicht, welcher enorme Ausbau-

bedarf in den kommenden Jahren im Verteilungsnetz zu erwarten ist. Alleine durch den Ausbau von Photovoltaik- und Windenergieanlagen, schätzt das Gutachten den Ausbaubedarf im Verteilungsnetz auf über 380.000 km, wenn das BMU-Leitszenario als Eingangsparameter zugrunde gelegt wird. Die daraus entstehenden Kosten belaufen sich nach Schätzungen auf 21 Mrd. bis 27 Mrd. Euro. Die Ausbauplanungen der Verteilungsnetzbetreiber – insbesondere auf der 110 kV-Ebene - sind daher eingehend im NEP zu berücksichtigen. Mit dem NEP und den NEP-umgebenden Prozessen muss sichergestellt werden können, dass sich erstellte Infrastrukturen zukünftig nicht als Fehlplanungen erweisen und in der Folge ersetzt oder verstärkt werden müssen.

Es sollte geprüft werden, inwieweit ein konventioneller Netzausbau insbesondere auf Übertragungsebene zukünftig dadurch vermieden werden könnte, dass neue Stromerzeugungsanlagen verbrauchs- und lastnah errichtet werden; also zukünftig eine Kopplung bzw. Synchronisierung des EE-Ausbaus mit der bestehenden Netzinfrastruktur (und Kapazität) erfolgt. Grundlage hierfür wäre eine Betrachtung der volkswirtschaftlichen Kosten von EE-Ausbauprojekten. Diese umfassen neben dem Netzanschluss auch die Kosten der zur Netzintegration erforderlichen Netzertüchtigungsmaßnahmen. Ergebnisse hieraus müssten in der jährlichen Aktualisierung des NEP Strom berücksichtigt werden.

Grenzüberschreitender Handel

Der BDEW begrüßt sowohl, dass die einzelnen Netzgebiete hinsichtlich des grenzüberschreitenden Handels beurteilt werden, als auch die jeweilige Identifizierung von möglichen Engpasssituationen, die die Systemstabilität eventuell gefährden. Um die Stabilität zu gewährleisten, schlägt der NEP vor, die entsprechenden Stromkreise zwischen den Zonen zu verstärken und gegebenenfalls die grenzüberschreitenden Transite zu begrenzen. Während der Zubau von Leitungen gefördert werden sollte, müssen Beschränkungen des grenzüberschreitenden Handels kritisch betrachtet werden. Im Hinblick auf einen grenzüberschreitenden europäischen Strommarkt mit einem hohen Level an Effizienz sind Handelsbegrenzungen an den jeweiligen Grenzen kontraproduktiv. Handelsbegrenzungen wirken markthemmend und reduzieren die Gesamtwohlfahrt aller Marktparteien und sollten daher nur kurzfristig im Fall einer Gefährdung des Systems eingesetzt werden. Im Übrigen ist der Netzausbau – nicht zuletzt zur Wahrung eines ungehinderten Marktes – vorrangig zu betreiben. Der BDEW sieht es als essentiell an, dass der NEP für den Zubau von grenzüberschreitenden Leitungen eintritt.

Weitere Anmerkungen

Bei der Aufnahme der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist zwischen einer Aufnahme von 100% und der eines volkswirtschaftlichen Optimums zu differenzieren. Aktuelle Studien zeigen, dass geringe Einspeiseeinschränkungen von einigen wenigen Prozent bereits große Leistungsreduzierungen und damit einen deutlich geringeren Netzausbaubedarf bedeuten. Von daher begrüßt der BDEW die Systematik, die der Erstellung des NEP zugrunde liegt: Die Erstellung des NEP erfolgte durch eine Simulation der Einspeisung im Stundenraster und

nicht im höher aufgelösten Viertelstundenraster. Durch die Stundenwerte werden Leistungsspitzen der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien nivelliert, was den Übertragungsbedarf tendenziell verringert. Darüber hinaus darf die Möglichkeit einer Einsenkung der Erzeugungsspitzen Erneuerbarer Energien und Anforderung von Kraftwerkseinspeisung zur Vermeidung temporärer Engpässe als Alternative zum Netzausbau in der gesellschaftlichen Diskussion kein Tabuthema sein.

Klar zu stellen ist, dass es keine „strategische Entscheidungen“ einzelner Marktteilnehmer für eine „Kapazitätszurückhaltung“ gibt (NEP, Abschnitt 4.1). Wie die Sektoruntersuchung des Bundeskartellamtes belegt, gibt es auf dem deutschen Markt keine strategische Zurückhaltung von Kraftwerkskapazitäten. Richtig ist allerdings, dass der Einsatz von Kraftwerken sich nicht allein an der Merit Order orientiert (z. B. Stillstandzeiten, Durchfahren weniger Stunden mit negativen Deckungsbeiträgen), sondern komplexeren Handlungsoptionen folgt. Verfolgt wird das zentrale Ziel, das eigene Kraftwerksportfolio zu optimieren und dabei ausreichende Reserven und Flexibilitäten zu erhalten. Die Merit Order gibt daher nur einen Richtwert für den Einsatz von Kraftwerken, der allerdings für die Netzausbauplanung ausreichend ist.

Auf europäischer Ebene läuft derzeit die Verabschiedung des ENTSO-E Network Code „Requirements for Grid Connection applicable to all Generators“, der noch im Laufe des Jahre 2012 von ACER geprüft und der Europäischen Kommission zur Umsetzung zugeleitet wird. Mit den damit in den kommenden Jahren geltenden erhöhten Anforderungen an Kraftwerke erscheinen wirtschaftliche Auswirkungen unvermeidlich. Vor diesem Hintergrund sollte zumindest auf das Risiko hingewiesen werden, dass für einen Teil der im NEP- Betrachtungszeitraum den Szenarien zugrunde gelegten Erzeugungskapazitäten ein wirtschaftlicher Betrieb zumindest gefährdet erscheint.

Kritisch anzumerken ist nach Auffassung des BDEW, dass die Szenarien des NEP eine sehr große Bandbreite in Bezug auf die installierte Kapazität aus Erneuerbaren Energien aufweisen. Für eine effiziente und auf einheitlichen Prämissen beruhende Netzplanung müssen die energiepolitischen Ziele des Bundes und der Länder aufeinander abgestimmt werden. Andernfalls besteht die Gefahr, dass insbesondere an den Schnittstellen zwischen VNB und ÜNB Ineffizienzen entstehen. Der BDEW bittet sowohl Bund und Länder als auch die BNetzA als Genehmigungsbehörde für den Szenariorahmen, durch eine konsistente Abstimmung der jeweiligen Zielsetzungen

- zum Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien,
- zu einer Einengung des Korridors des Szenariorahmens,
- zu einer regional besseren Zuordnung des zu erwartenden Ausbaus Erneuerbarer Energien und damit
- zu einem etwas kleineren und konsistenteren Netzausbaukorridor

beizutragen.

Bei der Beschreibung der Startnetztopologie (NEP, Abschnitt 5.2.3) werden neben dem Ist-Netz aktuelle EnLAG-Maßnahmen, planfestgestellte Maßnahmen und weitere Maßnahmen mit Investitionsbudget berücksichtigt. Dies ist sinnvoll, um die, unter der Prämisse dieser bereits fortgeschrittenen Projekte, notwendigen Ausbaumaßnahmen zu berechnen. Allerdings sollte bei der Berücksichtigung von noch nicht fertiggestellten Maßnahmen auch das Risiko betrachtet werden, welches eine Verzögerung und fehlende Realisierung mit sich brächte.

Fazit

Der BDEW begrüßt den insgesamt transparent gestalteten Prozess rund um die Erstellung des NEP. Wesentliche Hinweise gemäß der BDEW-Stellungnahme vom 29. August 2011 zum Szenariorahmen der ÜNB wurden umgesetzt. Der NEP stellt den enormen Ausbaubedarf im Übertragungsnetz dar und weist darüber hinaus die „Punkt zu Punkt Verbindungen“ aus, die in den nächsten drei Jahren für einen sicheren Systembetrieb zwingend umgesetzt werden müssen. Darüber hinaus sind die gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen zu schaffen, die neben dem Um- und Ausbau der Übertragungsnetze auch den zukünftig dringend erforderlichen Aus- und Umbau der Verteilnetze vorantreibt.

Der NEP bildet die Grundlage für den Bundesbedarfsplan, der von der Bundesregierung sowie vom Bundestag und vom Bundesrat als Gesetz zu verabschieden ist. Der BDEW appelliert an dieser Stelle an die politisch Verantwortlichen in Bund und Ländern, die Verabschiedung des von der Bundesregierung für Ende 2012 geplanten Entwurfs des Bundesbedarfsplans trotz des dann beginnenden Bundestagswahlkampfes noch in dieser Wahlperiode vorzunehmen, um unnötige Verzögerungen zu vermeiden. Es geht beim Ausbau der Übertragungsnetze um die zentralen Adern der Energiewende und damit um eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe aller Akteure. Nach Auffassung des BDEW können mit einer frühzeitigen und transparenten Einbeziehung der Bürger, wie beim Szenariorahmen und beim NEP bereits geschehen und noch vorgesehen, sehr wohl mit einer Beschleunigung der Verfahren erreicht werden.

Ansprechpartner:

Nidal Meyer
Geschäftsbereich Energienetze
und Regulierung
Telefon: +49 30 300199-1111
nidal.meyer@bdew.de

Stefan Manske
Geschäftsbereich Energienetze
und Regulierung
Telefon: +49 30 300199-1113
stefan.manske@bdew.de

Dr. Matthias Grote
Geschäftsbereich Vertrieb, Handel
und gasspezifische Fragen
Telefon: +49 30 300199-1561
matthias.grote@bdew.de

Andreas Wirth
Geschäftsbereich Stromerzeugung
Telefon: +49 30 300199-1313
andreas.wirth@bdew.de