

Stellungnahme

zum Netzentwicklungsplan Strom 2013 – erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber

Energiepolitik

Der BDI repräsentiert die Interessen von über 100 000 Unternehmen mit gut acht Millionen Beschäftigten. Diese Unternehmen in Deutschland, die im weltweiten Wettbewerb stehen, sind auf eine sichere und kosteneffiziente Stromversorgung angewiesen. Nur wenn das deutsche Stromnetz weiterhin eine sichere Versorgung sicherstellen kann, und der Stromtransport für den Kunden bezahlbar bleibt, wird der Industriestandort Deutschland weiter bestehen und die Industrie kann für Arbeitsplätze und Wohlstand sorgen. Aktuelle Studien im Rahmen der „Kompetenzinitiative Energie“ des BDI vom März 2013 zeigen, dass ohne einen hinreichenden Ausbau der Übertragungsnetze ab 2016 massive Abschaltungen von Anlagen, die erneuerbare Energien erzeugen, drohen. Eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende ist ohne einen hinreichenden Ausbau der Übertragungsnetze folglich nicht möglich.

Dokumenten Nr.
D 0586

Datum
12. April 2013

Seite
1 von 11

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben am 3. März 2013 den Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2013 veröffentlicht und bis zum 14. April 2013 zur Konsultation gestellt. Der BDI hat mit Datum vom 10. Juli 2012 sowie 2. November 2012 zu den Entwürfen zum Netzentwicklungsplan Strom 2012 Stellung genommen. Auch im Rahmen der ersten öffentlichen Konsultation zum Netzentwicklungsplan Strom 2013 macht der BDI gern von der Möglichkeit Gebrauch, auf wichtige Aspekte aufmerksam zu machen.

A. Allgemeine Bemerkungen

Ohne konsequenten Netzausbau wird die Energiewende nicht gelingen. Der BDI begrüßt die Vorlage des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Strom 2013 sowie die Möglichkeit zur öffentlichen Konsultation des Entwurfs. Die zuverlässige Versorgung mit Energie, insbesondere mit Strom, ist die Grundlage für eine moderne Volkswirtschaft, für Wachstum und Wohlstand. Sichere Netze sind die Voraussetzung für eine stabile Energieversorgung. Der Bericht der Bundesnetzagentur vom Mai 2012 zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/2012 hat bestätigt, dass die Situation in den Stromnetzen 2011/2012 „sehr angespannt“ war. Die Versorgungssicherheit konnte im Winter 2011/2012 nur durch erhebliche Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber gewährleistet werden.

**Bundesverband der
Deutschen Industrie e.V.**
Mitgliedsverband
BUSINESSEUROPE

Telekontakte
T: +493020281481
F: +493020282481

Internet
www.bdi.eu

E-Mail
B.JAHN@bdi.eu

Dass der Ausbau der Stromnetze immer dringlicher wird, zeigt auch der Ende November 2012 veröffentlichte jährliche Monitoringbericht der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes. Von insgesamt 1 834 km Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)-Leitungen sind erst 214 km (knapp 12 %) realisiert. Von 24 EnLAG-Leitungen sind erst zwei vollständig fertiggestellt und in Betrieb. Noch keines der Vorhaben mit Pilotstrecken für Erdkabel ist in Bau.

Die Dringlichkeit des Übertragungsnetzausbaus zeigen auch aktuelle Studien im Rahmen der „Kompetenzinitiative Energie“ des BDI vom März 2013: Nur mit Realisierung aller Maßnahmen des Netzentwicklungsplans („Startnetz“) können Abschaltungen von erneuerbaren Energien Anlagen bis 2022 nahezu vollständig vermieden werden. Würde das Netz unverändert auf dem Ausbaustand von 2012 verbleiben, wären bereits ab 2016 massive Abschaltungen von erneuerbaren Energien Anlagen zu befürchten. Im Jahr 2022 würden bei Zugrundelegung des heutigen Übertragungsnetzes ca. 42 TWh aus erneuerbaren Energien Produktion abgeschaltet werden müssen. Vor diesem Hintergrund sind die Optimierung und der weitere Ausbau der Stromnetze für eine weiterhin hohe Versorgungssicherheit umso dringlicher. Der BDI sieht den Ausbau der Stromnetze als eine der zentralen Herausforderungen für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende.

In Deutschland wird der Strom derzeit durch rund 35 000 km lange Übertragungsnetze von den Erzeugern in die Verbrauchszentralen transportiert. Zugleich verbinden die Übertragungsnetze Deutschland elektrisch mit den Nachbarländern, die gemeinsam den internationalen Stromverbund Kontinentaleuropas bilden. Dieses europaweite Netz bildet die Plattform für den Stromhandel in Europa.

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW sind gemäß § 11 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verpflichtet, „ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist“. Aufgrund dieser rechtlichen Verpflichtung tragen die Übertragungsnetzbetreiber auch gesellschaftliche Verantwortung. Der BDI begrüßt, dass sich die Übertragungsnetzbetreiber auch im vorliegenden Entwurf wieder ausdrücklich zu ihrer Verantwortung bekennen, als Dienstleister im Auftrag der Gesellschaft, mit ihrer Erfahrung und ihrem Wissen, ihren bestmöglichen Anteil zum Gelingen der Energiewende beizutragen. Dies schließt die Verpflichtung ein, dafür Sorge zu tragen, dass sich Erzeugung und Verbrauch zu jeder Zeit im Gleichgewicht befinden.

Zu Recht weisen die Übertragungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan darauf hin, dass die Energiewende die deutsche Energieinfrastruktur fundamental verändert und zugleich eine Wende für das gesamte Stromversorgungssystem in Deutschland bedeutet. Die Netze müssen den neuen Ansprüchen einer zunehmend auf erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung gerecht werden.

Die elektrische Energie wurde in der Vergangenheit überwiegend zentral in der Nähe der Verbrauchszentren erzeugt. Daher waren die Transportentfernungen entsprechend kurz. Durch die zunehmende Einspeisung von erneuerbaren Energien wird der Leistungstransport über größere Entfernungen zu den Verbrauchszentren erforderlich und führt darüber hinaus – wie im Entwurf zutreffend ausgeführt wird – zu hohen Anforderungen an die Flexibilität konventioneller Kraftwerke.

Diese Veränderungen betreffen an erster Stelle die Übertragungsnetze aber auch die Verteilnetze. Zutreffend wird im Entwurf darauf hingewiesen, dass Übertragungs- und Verteilnetze erforderlich sind, um Erzeuger und Verbraucher physikalisch zusammen zu bringen.

Erfreulich ist, dass im Entwurf 2013 nunmehr entsprechend unserem Petition ausdrücklich darauf hingewiesen wird, dass der Ausbau der Verteilnetzebene auch für das Gesamtsystem der Energieversorgung zwingend erforderlich ist. Ferner betont der Entwurf ebenfalls entsprechend unseren Petition, dass Smart Grids/Smart Market zu einer Reduzierung des Netzausbaubedarfs führen können. Der Entwurf führt aus, dass dies dann möglich ist, wenn deren Steuerung die verfügbaren Transportkapazitäten als Führungsgröße berücksichtigt.

Aus Sicht des BDI sollte die Rolle der Verteilnetze für das Funktionieren des Gesamtsystems der Energieversorgung jedoch darüber hinaus noch stärker im Netzentwicklungsplan hervorgehoben werden. Es sollte ausdrücklich auf die Notwendigkeit hingewiesen werden, dass die Schnittstellen zwischen Übertragungs- und Verteilnetz berücksichtigt werden müssen, da ohne sie kein (kosten-)effizienter Transport des Stroms aus erneuerbaren Energien möglich ist. Vor dem Hintergrund der Bedeutung der Verteilnetze regen wir nochmals an, dass eine Abstimmung zwischen diesen und den Übertragungsnetzbetreiber ausdrücklich im Netzentwicklungsplan-Prozess vorgesehen werden sollte, damit der Ausbaubedarf im Übertragungs- und im Verteilnetz auf der gleichen Basis ermittelt wird.

Die Auswirkungen von Maßnahmen im Übertragungsnetz auf das Verteilungsnetz, z. B. durch Umstellung von 220 kV auf 380 kV und der Umgang mit dadurch entstehenden Folgekosten, sollten ausdrücklich im Netzentwicklungsplan dargestellt werden.

Neben einem Zeitplan mit geplanten Inbetriebnahme Zeitpunkten, der nunmehr im Kapitel „Maßnahmen“ entsprechend unserer Anregung aufgenommen worden ist sollte eine Erläuterung der Dringlichkeit der einzelnen Maßnahmen in Abhängigkeit äußerer Randbedingungen Eingang in den Netzentwicklungsplan finden. Nur auf diese Weise lässt sich der Öffentlichkeit transparent darstellen, dass die Zeitpunkte nicht „Wunschdenken“ der Übertragungsnetzbetreiber sind, sondern eine Verzögerung darüber hinaus unerwünschte Folgen haben kann.

Auf der Ebene der Verteilnetze sollte insbesondere auch dem Erfordernis des Informations- und Kommunikationstechnik gestützten Aufbaus von Kommunikationsnetzen Rechnung getragen werden, um einen intelligenten Stromverteilnetzausbau zu ermöglichen. Auf Verteilnetzebene sind vor allem Investitionen in die Umrüstung von Ortsnetzstationen, in Sensorik im Netz, Netzleittechnik etc. sowie die dafür benötigte Daten- und Kommunikationsinfrastruktur notwendig. Die effiziente Realisierung der Energiewende erfordert eine flexible Abstimmung der Energiesystemkomponenten: Erzeugung, Speicher, Übertragung, Verteilung, Verbrauch. Ferner wird die Erbringung von Systemdienstleistungen durch erneuerbare Energien künftig eine wichtige Rolle spielen. Diese Koordinierungsaufgaben können nur mithilfe moderner Informations- und Kommunikationstechnik und einer „Smartifizierung“ erreicht werden. Studien im Rahmen der „Kompetenzinitiative Energie“ des BDI belegen, dass eine echte „Smartifizierung“ zu Senkungen von bis zu 15 % der Investitionskosten führen, die für den Verteilnetzausbau anfallen.

Für die Netzbetreiber bestehen jedoch kaum Anreize für Investitionen in diese Technologien, weil entsprechende Aufwendungen nicht oder nur bedingt gesetzlich anerkannt werden und damit auch nicht oder nur bedingt „abrechnungsfähig“ sind. Der Entwurf führt zutreffend aus, dass es derzeit für Smart Grids/Smart Market keine einsatzreifen Konzepte bzw. Technologien gibt. Studien im Rahmen der „Kompetenzinitiative Energie“ des BDI haben gezeigt, dass Verteilnetze bisher nur unzureichend mit moderner Informations- und Kommunikationstechnik ausgestattet sind. Die Politik sollte technische Standards und finanzielle Anreize schaffen, um den Einsatz zu forcieren, ohne die Stromverbraucher zusätzlich zu belasten.

Aufgrund des Auseinanderfallens von Erzeugung und Verbrauch von Strom ist ferner eine Weiterentwicklung von Speichertechnologien erforderlich.

Der BDI regt deshalb nochmals an, dass der geplante Netzausbau und damit auch der Netzentwicklungsplan, eine realistische Annahme zum Speicherausbau berücksichtigen. Die Entwicklung von Speichertechnologien sollte deshalb in diesem und weiteren Netzentwicklungsplänen fortlaufend beobachtet und berücksichtigt werden. Es muss verhindert werden, dass parallele Infrastrukturen, Netz und Speicher doppelt geplant und finanziert werden.

Der BDI begrüßt, dass im Entwurf 2013 nunmehr entsprechend unserem Petition ausdrücklich darauf hingewiesen wird, dass der Einsatz von Speichern (erzeugungsnaher Speicherung) zu einer Reduzierung des Netzausbaubedarfs führen kann. Der Entwurf betont, dass dies dann möglich ist, wenn deren Steuerung die verfügbaren Transportkapazitäten als Führungsgröße berücksichtigt.

Zu begrüßen ist, dass der Entwurf 2013 ausdrücklich darauf hinweist, dass eine (abschnittsweise) Verkabelung von Hochspannungsleitungen technologisch möglich ist.

Abgesehen davon enthält der Entwurf des Netzentwicklungsplans darüber hinaus jedoch weiterhin kaum Ausführungen zur Umsetzung des Netzausbaus in der Erdverkabelung. Der BDI schlägt deshalb zur Herbeiführung einer größeren Transparenz vor, eine realistische Einschätzung eines möglichen Erdverkabelungsanteils und der damit verbundenen Kosten im Netzentwicklungsplan offen anzusprechen. Nur unter Einbeziehung von teilweiser Erdverkabelung und deren Kosten kann ein ehrlicher öffentlicher Diskussionsprozess stattfinden. In der wirtschaftlichen Gesamtbeurteilung sollten neben den Gesamtkosten auch die Genehmigungsfähigkeit und die Ausbaugeschwindigkeit im Vordergrund stehen, um an anderer Stelle (im Bau befindliche und genehmigte On- und Off-Shore-Erneuerbare-Energien-Projekte) höhere finanzielle Schäden zu vermeiden. Der Ausbau mittels alternativer Trassenführung und Erdverkabelung kann in diesem Zusammenhang ein wichtiger Baustein sein, der gesellschaftliche Akzeptanz zu wirtschaftlich vertretbaren Kosten ermöglicht. Es sollte deshalb weiterhin auch darüber nachgedacht werden, Neubaustrecken in sensiblen Gebieten zu verkabeln und die Zusatzkosten von der Bundesnetzagentur in besonderen Einzelfällen, in denen es technisch und wirtschaftlich vertretbar ist, als umlagefähig anzuerkennen.

Im Entwurf des Netzentwicklungsplans wird die Höhe der Investitionskosten für die Netzmaßnahmen zudem lediglich geschätzt. Laut Entwurf liegen die Investitionen für den Ausbau des Übertragungsnetzes beim Szenario B 2023 bei etwa 21 Mrd. Euro über 10 Jahre verteilt – ohne offshore und ohne Verkabelung. Angesichts der Tatsache, dass bislang wesentliche Details und Rahmenbedingungen der Trassenführung nicht festgelegt sind und folglich auch die Frage umsetzbarer Technologien und daraus resultierender Kosten offen ist, ist fraglich, ob diese Schätzungen belastbar sind. Der BDI regt deshalb an, die Schätzungen nochmals ergebnisoffen zu überprüfen. Etwaige notwendige weitere Kosten, insbesondere notwendiger alternativer Trassenführungen (u. a. Erdverkabelung), sollten aus den oben angeführten Gründen frühzeitig thematisiert werden.

Abschließend ist hervorzuheben, dass die regionalen Netzmaßnahmen bezüglich ihrer zeitlichen Planung den in § 7 Abs. 1a Atomgesetz (AtG) festgeschriebenen Abschaltungen von Kernkraftwerken Rechnung tragen sollten. Der BDI fordert vor diesem Hintergrund, dass alle im Netzentwicklungsplan aufgeführten Netzmaßnahmen auf ihre Synchronität mit den geplanten Abschaltungen von Kernkraftanlagen überprüft werden. In diesem Zusammenhang wird ausdrücklich die nunmehr angestrebte Fertigstellung der Südwestkuppelleitung zur Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Thüringen und Bayern bis 2015 begrüßt.

zu Kapitel 2: Methodik der Erstellung des Netzentwicklungsplans

Der Entwurf beschreibt ausführlich den zugrunde liegenden Szenario-rahmen, die Methodik und die Modellierungsansätze, welche den vorgestellten Ausbauszenarien zugrunde gelegt wurden. Entsprechend den Vorgaben des EnWG wird wie schon im Netzentwicklungsplan 2012 Netzoptimierungs- und Netzverstärkungsmaßnahmen der Vorzug vor Netzausbaumaßnahmen gegeben.

Diese konsequente Umsetzung des NOVA-Prinzips im Rahmen der Modellierungen, welches Netzoptimierung und -verstärkung gegenüber Ausbaumaßnahmen priorisiert und somit die Netzmaßnahmen volkswirtschaftlich optimiert, wird grundsätzlich begrüßt. Dieser Optimierung steht wie im Netzentwicklungsplan 2012 jedoch wiederum der mangelnde Anreiz entgegen, die Einspeisung durch erneuerbare Energien lastnah zu platzieren. Dieser Umstand und der schnelle Ausbau erneuerbarer Energien sind jedoch politisch vorgegeben und dem Netzentwicklungsplan selbst nicht anzulasten.

Unter der Auflistung zur Überschrift „Einflussgrößen für die Entwicklung der Energieinfrastruktur“ (S. 21 f.) sind keine zu- und abschaltbare Lasten aufgeführt. Dies ist aus folgenden Gründen nicht sachgerecht.

Das im Dezember 2012 novellierte Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ermächtigt durch § 13 Abs. 4a, 4b i. V. m. Abs. 1 Ziff. 2 EnWG zur verordnungsrechtlichen Regelung von ab- und zuschaltbaren Lasten in Höhe von jeweils bis zu 3 500 MW. Die Bundesregierung hat auf dieser Grundlage bereits eine Verordnung zu abschaltbaren Lasten, welche die Ausschreibung von insgesamt bis zu 3 000 MW Abschaltleistung zulässt, erlassen. Diese Anreize für Letztverbraucher zu netzstützender Anpassung der Verbrauchslast in Engpasssituationen beeinflussen die auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle und wirken sich somit auf die Netzinfrastuktur aus. Der BDI fordert deshalb, dass entsprechende Maßnahmen in die „Einflussgrößen für die Entwicklung der Energieinfrastruktur“ (S. 21 f.) aufgenommen werden.

Der BDI begrüßt, dass entsprechend unseren Petita zum Netzentwicklungsplan 2012 nunmehr erstmals ausdrücklich anerkannt wird, dass Demand-Side-Management, Smart Grids/Smart Market sowie erzeugungsnahe Speicherung grundsätzlich zu einer Reduzierung des Netzausbaubedarfs führen können (S. 26 f.), (s. auch oben A.).

Der Entwurf äußert hinsichtlich der Berücksichtigung von Demand-Side-Management jedoch Bedenken. Eine Prognose über das Interesse der Großverbraucher sei schwierig, weil die Übertragungsnetzbetreiber laut eigenen Angaben nicht bewerten könnten, welcher Anteil der industriellen Prozesse entsprechend der gesetzlich geregelten Nutzung geeignet sei und wie sich die Wirtschaftlichkeit der Teilnahme an dem Verfahren darstelle. Die im Entwurf dargestellte Unsicherheit hinsichtlich der Inanspruchnahme von Abschaltvereinbarungen sollte einer Berücksichtigung entsprechender Lastmanagementpotenziale jedoch nicht entgegenstehen.

Vielmehr könnten Sensitivitätsanalysen zu diesem Thema die Signifikanz von Lastmanagementmaßnahmen für eine volkswirtschaftlich optimierte Netzentwicklung aufzeigen und somit Indikationen für die zukünftige Gestaltung und Fortentwicklung des einschlägigen rechtlichen und politischen Rahmens geben. Die Betrachtung mehrerer Szenarien würde zudem die Erstellung mehrerer Szenarien hinsichtlich unterschiedlicher am Markt zur Verfügung gestellter Demand-Side-Management-Potenziale erlauben. Der BDI regt daher an, Lastmanagementpotenziale entsprechend zu berücksichtigen und in die Auflistung des Netzentwicklungsplans 2013 auf S. 21 f. mit aufzunehmen. Insbesondere ist anzumerken, dass Demand-Side-Management eine der Optionen darstellt, die im Gegensatz zu anderen im Entwurf aufgeführten Optionen (wie z. B. Speicher) keine negativen Folgen für Menschen, Umwelt und Landschaft haben. Ferner haben die Studien im Rahmen der „Kompetenzinitiative Energie“ des BDI ebenfalls gezeigt, dass Demand-Side-Management einen Beitrag zur Stabilisierung der zunehmend fluktuierenden Stromeinspeisung leisten kann und deshalb weiter in den Regelenergiemarkt integriert werden muss.

Der BDI begrüßt, dass das Startnetz im Anschluss an die Konsultationen aus dem Jahr 2012 angepasst worden ist. Nunmehr besteht das Startnetz aus dem heutigen Netz sowie u. a. auch aus Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) bzw. Anschlusspflicht der Industriekunden).

Erfreulich ist ferner, dass auf der Ebene der Übertragungsnetzbetreiber eine enge europäische Zusammenarbeit bereits stattfindet. Innerhalb des Verbandes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) kooperieren die deutschen und europäischen Übertragungsnetzbetreiber bei Netzplanungsfragen und der Darstellung von Abgrenzungen zwischen den nationalen und der europäischen Planungsebene. Die Planungssätze des deutschen Netzentwicklungsplans werden mit den europäischen Ansätzen des Zehn-Jahres-Entwicklungsplans (TYNDP) abgestimmt. Für das deutsche Übertragungsnetz sind besonders die künftigen grenzüberschreitenden Handelsflüsse Deutschlands von Bedeutung, die sich aus den zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten sowie den installierten Leistungen und Nachfrageentwicklungen in Europa ergeben. Um sämtliche Wechselwirkungen des europäischen Verbundnetzes berücksichtigen zu können, werden ferner alle 34 Länder des ENTSO-E-Netzverbundes bei der Bestimmung der zukünftigen Transportaufgabe auf Basis einer Simulation des künftigen Energiemarktes mit einbezogen.

zu Kapitel 3: Szenarien

Der BDI begrüßt, dass die Szenarien für den Netzentwicklungsplan 2013 mit Blick auf die erwartete Entwicklung der Erzeugung (regenerativ und konventionell) im Vergleich zum Netzentwicklungsplan 2012 angepasst worden sind. Sachgerecht ist, dass das Leitszenario B 2023 im Vergleich zum Vorjahr deutlich höhere installierte Leistungen aus erneuerbaren Energien zugrunde legt. Sachgerecht ist ferner, dass für das jeweilige Szenario die kostengünstigste Möglichkeit gewählt werden sollte, den Bedarf an elektrischer Energie zu decken.

Der BDI hatte in seinen Stellungnahmen gebeten, Änderungen bei der Ermittlung des Szenariorahmens aufzunehmen. Erfreulicherweise sind zahlreiche Anregungen aufgegriffen worden und in den Entwurf 2013 eingeflossen. Der Entwurf sieht nunmehr folgende Verbesserungen vor, die der BDI begrüßt:

- Der zugrunde liegende konventionelle Kraftwerkspark des Referenzjahres 2011 wurde auf einer breiteren Basis erfasst und durch diese Detaillierung vergrößert. U. a. sind auch Kraftwerke aus dem Netzentwicklungsplan Gas in den Netzentwicklungsplan Strom aufgenommen worden.
- Erstmals wurden von den Betreibern gemeldete Kraftwerksstilllegungen berücksichtigt.
- Eine große Anzahl von KWK-Anlagen geringerer Leistung wurde erfasst.
- Zusätzlich geplante Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung von insgesamt ca. 2 GW wurden berücksichtigt.
- Die räumliche Verteilung der regenerativen Stromerzeugung (installierte Leistung) aller Kategorien für alle Szenarien je Bundesland wurde erfasst.

Unabhängig von der o. g. Präzisierung und Erweiterung bleibt jedoch zu berücksichtigen, dass die in den Szenarien getroffenen Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber zur Weiterentwicklung des konventionellen Kraftwerksparks, insbesondere zum Neubau und Nichtneubau von Kohlekraftwerken, hypothetisch sind und sich bei Änderung der politischen, wirtschaftlichen und/oder gesellschaftlichen Rahmenbedingungen als nicht zutreffend erweisen können. Die Szenarien im Netzentwicklungsplan sollten deshalb generell unter einem Prüfvorbehalt stehen mit der Möglichkeit zur Anpassung.

Die in den Szenarien ausgewiesenen Erzeugungskapazitäten dürfen ferner nicht als staatliche Planvorgaben verstanden und dann auch angewandt werden. Die Szenarien im Netzentwicklungsplan zeigen vielmehr lediglich Wege auf, wie das deutsche Stromnetz ausgebaut werden muss, um die deutsche und europäische Gesetzgebung umzusetzen. Folglich legen die Szenarien die künftigen Strukturen der Stromerzeugung in Deutschland nicht von Seiten des Staates fest. Der Netzentwicklungsplan ist somit nicht Masterplan in Bezug auf die politische Gestaltung des Strommarktes in Deutschland oder nationaler Erzeugungskapazitäten. Der BDI würde es begrüßen, wenn dies im Netzentwicklungsplan auch entsprechend deutlich formuliert wird. Vor diesem Hintergrund regen wir insbesondere an, die in Tabelle 3 (S. 34) im Zeithorizont 2033 ausgewiesenen Erzeugungskapazitäten konventioneller Kraftwerke (Braunkohle, Steinkohle, Erdgas) lediglich zusammengefasst darzustellen. So bleibt die nachvollziehbare und notwendige Größenordnung von rund 87 GW netto für den konventionellen Kraftwerkspark in 2033 erkennbar.

Der zukünftige Technologie- und Brennstoffmix lässt sich heute nicht zuverlässig voraussagen. Der Netzentwicklungsplan sollte deshalb auch an dieser Stelle offen sein und eventuell missverständliche Vorfestlegungen vermeiden.

zu Kapitel 4: Marktsimulation

Sachgerecht ist, dass die Marktsimulation im Vergleich zu 2012 höhere Exportmengen aufzeigt. Deutschland ist in allen Szenarien des Entwurfs Nettoexporteur von Strom aus erneuerbaren und konventionellen Quellen. Im Leitszenario B 2023 kommen in ca. 87 % der Stunden Transite vor. Zutreffend wird deshalb im Entwurf auch auf die Bedeutung Deutschlands für den europäischen Energiebinnenmarkt hingewiesen.

Sachgerecht ist ferner, dass im Entwurf 2013 im Vergleich zum Netzentwicklungsplan 2012 die Modellierung der KWK-Anlagen noch stärker und detaillierter an den Netzentwicklungsplan Gas angepasst worden ist.

Der BDI begrüßt, dass der Entwurf nunmehr ausdrücklich anerkennt, dass die Volllaststunden von Erzeugungsanlagen ein Maßstab für die Ausnutzung des eingesetzten Investitionskapitals sind. Erfreulich ist, dass im Entwurf 2013 die Vorgaben zu Revisionszeiten von Kraftwerken stärker an die realen Gegebenheiten angepasst worden sind. Die genaue Höhe der Volllaststunden wird in der Marktsimulation für die einzelnen Kraftwerke aus ihrer jeweiligen Position in der Merit-Order berechnet. Zutreffend weist der Entwurf darauf hin, dass konventionelle Kraftwerke mit hohen Investitionskosten nur dann am Markt bestehen können, wenn ihre variablen Brennstoffkosten geringer sind als bei anderen Kraftwerken.

zu Kapitel 5: Netzanalysen

Der Entwurf 2013 macht keine Angaben zu „Netzanalysen“, sondern verweist auf die Angaben zum Netzentwicklungsplan 2012 (Entwurf vom August 2012). Wir verweisen deshalb nachfolgend auf unsere Ausführungen in unserer Stellungnahme vom November 2012 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vom August 2012:

Im Kapitel 5 werden ausführlich mögliche Betriebsmittel für die Realisierung des Netzausbaus erörtert. Marktbezogene Eingriffe in den Netzbetrieb wie Redispatch von Kraftwerken, Einspeisemanagement von EEG-Anlagen oder Lastabschaltungen werden im Entwurf als „kurzfristig wirkende präventive bzw. kurative Maßnahmen des Netzbetriebs zur Einhaltung und Wiederherstellung der Netzsicherheit“ (S. 97) beschrieben. Laut Entwurf tragen sie „nicht zu einer bedarfsgerechten perspektivischen Netzbemessung bei, welche die Grundlage für ein weitestgehend freizügiges künftiges Marktgeschehen ist“ (S. 97). Daraus wird im Entwurf folgende weitere Schlussfolgerung gezogen: „Diese werden daher in der Netzausbauplanung im Allgemeinen, wie auch hier im Kontext des NEP 2012 und damit aufgabengemäß nicht berücksichtigt.“ Diese Schlussfolgerungen sind nicht sachgerecht. Denn marktbezogene Eingriffe unterhalb der Höchstspannungsebene beeinflussen – entgegen der einseitigen Darstellung im Entwurf – auch mittelbar die Übertragungsnetze. Vor diesem Hintergrund schlagen wir vor, den 5. Absatz unter 5.2.1 (Planungsgrundsätze) ersatzlos zu streichen und durch folgende Formulierung zu ersetzen:

„Die Industrie hat wegen der Notwendigkeit der störungsfreien Fahrweise ihrer Produktionen ein hohes Interesse an Versorgungssicherheit. Dieser Anforderung muss der Netzausbau auch vor dem Hintergrund ständig steigender Herausforderungen infolge des rasanten Ausbaus der erneuerbaren Energien genügen. Darüber hinaus müssen jedoch zur Begrenzung der Netzausbaukosten und zur Optimierung der Systemkosten flankierende Anreize für flexible Bedarfe, flexible Kraftwerksfahrweisen sowie lastnahe Kraftwerksinvestitionen gesetzt werden. Insbesondere auch die zukünftigen Investitionen in erneuerbare Energien und die zukünftigen Fördermaßnahmen sollten dieser Zielsetzung genügen. Sollte eine entsprechend praxistaugliche Anreizsetzung gelingen, muss sich dies auch im Netzentwicklungsplan sichtbar auswirken.“

zu Kapitel 6: Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Netze

In Kapitel 6 werden ausführlich die aus den Modellrechnungen abgeleiteten Netzmaßnahmen dargestellt. Abschnitt 6.2 beschreibt die Eckdaten der szenariospezifischen Netzmaßnahmen. Der BDI regt an, die Eckdaten der szenariospezifischen Netzmaßnahmen, der Übersicht und Vergleichbarkeit halber, gebündelt und tabellarisch, im Netzentwicklungsplan zusammengefasst darzustellen.

Der Entwurf führt zutreffend aus, dass die vier geplanten HGÜ-Korridore A bis D vom Norden in den Süden einen unverzichtbaren Beitrag für die Systemsicherheit künftig leisten müssen. Zutreffend wird ferner betont, dass ein Ausbau des 380-kV-Dehstromnetzes (soweit möglich auf Trassen des heutigen 220-kV-Netzes) auf Übertragungsebene sowie der Erhalt und Ausbau von Drehstromtechnik auf der Verteilungsebene zwingend erforderlich sind.

zum Anhang

In Abschnitt 9.1.2 sind die Projekte des Zubaunetzes aufgeführt. Zumal diese im Detail wiedergegeben und in Abschnitt 9.3 Kostenschätzungen für verschiedene Anlagen/Maßnahmen angegeben sind, ist es unter dem Aspekt der Transparenz und Nachvollziehbarkeit sachgerecht, eine Kostenschätzung je Einzelmaßnahme für alle Szenarien im Netzentwicklungsplan anzugeben.

C. Gesamtbewertung

Der BDI ist davon überzeugt, dass die Erarbeitung dieses zweiten Netzentwicklungsplans Strom 2013 ein zentraler weiterer Schritt zur Umsetzung und zum Gelingen der Energiewende ist. Das Tempo des Netzausbaus bestimmt das Tempo der Energiewende. Auch in diesem Entwurf wird zutreffend darauf hingewiesen, dass, sofern der Stromnetzausbau hinter der Ausbaugeschwindigkeit der erneuerbaren Energien zurückbleibt, die Ziele der Energiewende und die Versorgungssicherheit gefährdet sind.

Unabhängig davon ist festzustellen, dass im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013 zusätzliche Maßnahmen im Vergleich zum letzten Entwurf 2012 enthalten sind, die von den Übertragungsnetzbetreibern als notwendig erachtet werden. Die Bundesnetzagentur hatte im bestätigten Netzentwicklungsplan von November 2012 hingegen eine Reihe von Maßnahmen gestrichen. Wir regen deshalb an, dass die Bundesnetzagentur ihre Bewertungskriterien insoweit im Hinblick auf die weiteren von ihr zu bestätigenden Netzentwicklungspläne überdenken sollte.

Ferner ist es unserer Auffassung und Einschätzung nach sinnvoll, den Abstimmungsprozess zwischen Bundesnetzagentur und den Übertragungsnetzbetreibern zu verbessern: Beispielsweise sollte die Bundesnetzagentur zur Begründung von Streichungen keine Pauschalbewertung anführen. Vielmehr kann es im Einzelfall sachgerecht sein, bei Bedarf die Begründung der Übertragungsnetzbetreiber für die Notwendigkeit einzelner Maßnahmen in Rücksprache mit den Übertragungsnetzbetreibern zu überprüfen. Ansonsten besteht die Gefahr, dass Maßnahmen, die pauschale Kriterien nicht erfüllen, aber dennoch aus speziellen Gründen für ein zuverlässiges und sicheres Netz relevant sind, nicht bestätigt werden. Dies sollte jedoch vermieden werden. Ferner sollte die Bundesnetzagentur – dem Vernehmen nach anders als im letzten Jahr – frühzeitig kommunizieren, falls sie die Streichung von Maßnahmen beabsichtigt und angeben aus welchen Gründen sie eine Streichung plant. Auf diese Weise könnten dann auch andere betroffene Stakeholder rechtzeitig reagieren und ggf. notwendige Begründungen (nach)liefern.

Der Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013 ist insgesamt wiederum ein guter Schritt in die richtige Richtung. Der BDI würde es begrüßen, wenn seine für den Erhalt des Industriestandortes Deutschland wichtigen Aspekte aufgegriffen werden und im Netzentwicklungsplan Berücksichtigung finden. Der BDI begrüßt, dass die Übertragungsnetzbetreiber – wie von uns angeregt – im zweiten Entwurf 2013 Änderungen gegenüber der ersten Fassung nunmehr sichtbar machen wollen.

Der BDI teilt die Ansicht der Übertragungsnetzbetreiber, dass das Ziel der zeitnahen Anpassung des Netzentwicklungsplans an die aktuellen Entwicklungen der Rahmenbedingungen auch durch einen zweijährigen Erstellungsrhythmus mit höherer Qualität und intensiverer Beteiligung der Öffentlichkeit erreicht werden könnte als im derzeitigen engen durch europäische Regelungen vorgegebenen einjährigen Zeitraster.

Der BDI begrüßt ausdrücklich, dass die Übertragungsnetzbetreiber gemäß dem genehmigten Szenariorahmen Sensitivitätsbetrachtungen als Ergänzung zum Netzentwicklungsplan 2013 in einem separaten Dokument bis zum 1. Juli 2013 erarbeiten werden.

Ansprechpartnerin:

Dr. Beatrix Jahn

Tel: 030 20281481

Fax: 030 20282481

E-Mail: b.jahn@bdi.eu