



# Informationen zur Genehmigung des Szenariorahmens

## 1. Stand des Verfahrens

Die Bundesnetzagentur hat die wesentlichen Inhalte der Genehmigung zum Szenariorahmen nach § 12a EnWG festgelegt. Der Genehmigungstext mit ausführlicher Begründung wird in Kürze ausformuliert, den Übertragungsnetzbetreibern zugestellt und anschließend auf der Homepage der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

Der Szenariorahmen ist der Ausgangspunkt für die Erstellung des ersten Netzentwicklungsplanes nach § 12 b bis d EnWG für Deutschland (im Folgenden NEP). Aus dem NEP wird der Ausbaubedarf der Stromnetze in Deutschland hervorgehen. Hierbei soll über einen aufwändigen Konsultations-, Dialog- und Untersuchungsprozess eine Grundlage über die in jedem Fall - und unabhängig von leichten Variationen bei der zukünftigen Entwicklung - erforderlichen Netzentwicklungsprojekte ermittelt werden.

Der Erweiterungs- und Anpassungsbedarf der Netzinfrastruktur ergibt sich aus der von der Bundesregierung beschlossenen Energiewende, die den Ausstieg aus der atomaren Stromerzeugung bis 2022 und einen deutlichen Ausbau der Erzeugungskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien vorsieht.

## 2. Wo steht der Szenariorahmen im Gesamtprozess - was wollen wir damit erreichen?

Ziel des NEP-Prozesses ist die transparente Ableitung eines in jedem Fall erforderlichen Netzausbaubedarfs auf Basis des Szenariorahmens. Der Szenariorahmen ist damit ein wesentlicher Ausgangspunkt zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaubedarfs.

Da die zukünftige Entwicklung des Stromversorgungssystems in Deutschland einem dynamischen Wandel unterliegt, ist die Vorgabe eines einzigen über jeden Zweifel erhabenen „richtigen“ Entwicklungspfades, an dem sich der Netzausbaubedarf orientieren soll, nicht zu leisten. Schon leichte Abweichungen von dem für die Netzbedarfsentwicklung unterstellten Entwicklungspfad können dazu führen, dass erstellte Infrastrukturen sich als Fehlplanungen erweisen und in der Folge ersetzt oder verstärkt werden müssen. Dies gilt es angesichts einer für Jahrzehnte errichteten, mit Umweltbeeinträchtigungen und hohen Kosten einhergehenden Infrastruktur dringend zu vermeiden. Um dieser Gefahr zu begegnen, ist im EnWG vorgesehen, einen breiten Szenariorahmen mit mindestens drei möglichen Entwicklungspfaden vorzulegen und jährlich eine Aktualisierung des Szenariorahmens vorzunehmen und die Netzentwicklungsplanung daran anzupassen. Damit kann die stetig voranschreitende Entwicklung im Energiesektor aufgegriffen und neue Erkenntnisse über zukünftige Entwicklungen bei der Bedarfsplanung berücksichtigt werden. Dieses Aktualisierungs- und Überarbeitungsgebot ist angesichts des sehr dynamischen Umfeldes zwingend erforderlich.

Die Bundesnetzagentur hat beschlossen, die von den Übertragungsnetzbetreibern in ihrem Konsultationspapier vorgeschlagene Grobstruktur von drei ausdifferenzierten Szenarien beizubehalten. Das Leitszenario B wird dabei flankiert von den Szenarien A und C.

Für jeden der drei Entwicklungspfade werden die Übertragungsnetzbetreiber die daraus resultierenden Infrastrukturprojekte bestimmen. In den Netzentwicklungsplan werden dabei nur diejenigen Projekte übernommen werden, die sich dabei aus allen Szenarien zugleich ableiten lassen und damit unabhängig von der tatsächlich eintretenden Entwicklung erforderlich werden. Diese Projekte werden als „no-regret“-Projekte bezeichnet. Es werden demnach bewusst nicht alle sich aus den drei Szenarien ergebenden Projekte pauschal in den NEP übernommen, wie verschiedentlich befürchtet wurde.

Der im Rahmen dieses Verfahrens abgeleitete Netzausbaubedarf sollte möglichst robust gegenüber leichten Abweichungen von dem aus heutiger Sicht für wahrscheinlich gehaltenen mittleren Entwicklungspfad sein.

Zur Steigerung der Akzeptanz des Netzausbaus in der Öffentlichkeit sieht der Planungsprozess eine frühzeitige und umfassende Einbeziehung aller Beteiligten vor. Bereits zum Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber wurde eine lebhafte öffentliche Debatte geführt, deren Ergebnis in die Genehmigung des Szenariorahmens eingeflossen ist. Dieser Ansatz soll in den folgenden Entwicklungsschritten vom Szenariorahmen zum NEP - wo immer möglich - fortgeführt werden. Bewusst möchte die Bundesnetzagentur nicht hinter verschlossener Tür und ohne Offenlegung der Annahmen und Methoden Entscheidungen über Netzausbaubedarf festlegen.

### 3. Wie sieht der Szenariorahmen aus?

Die energiewirtschaftliche Zukunft wird durch einen Ausbau der erneuerbaren Energien gekennzeichnet sein. Dies wird den zukünftig notwendigen Netzausbau maßgeblich beeinflussen. Der Netzausbau muss mit der Entwicklung der erneuerbaren Energie Schritt halten. Dabei ist das Tempo des Ausbaus von erneuerbaren Energien durch Unsicherheiten gekennzeichnet. Aus diesem Grund wird der Ausbaumumfang der erneuerbaren Energien in den jeweiligen Szenarien variiert. Bei der Ermittlung der Szenariowerte muss vom heutigen Stand der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen ausgegangen werden. Zukünftige politische Entscheidungen bis 2022 bzw. 2032, die Auswirkungen auf die Förderung einzelner Erneuerbarer Energieträger haben, sind ebenso wenig vorherzusagen wie die Entwicklung von Marktpreisen oder alternativen Technologien.

Ausgehend von einem Leitszenario mit einem realitätsnahen, mittleren Ausbau an Erneuerbaren Energien (Szenario B) soll auf der einen Seite auch ein Szenario untersucht werden, welches durch einen vergleichsweise moderaten Ausbau an erneuerbaren Energien und damit korrespondierend einem hohen Anteil an konventionellen, insbesondere Kohle-Kraftwerken gekennzeichnet ist (Szenario A). Auf der anderen Seite soll auch ein Szenario (Szenario C) mit einem überaus ambitionierten Ausbau an erneuerbaren Energien betrachtet werden. An dieser Logik hält die Bundesnetzagentur in der Genehmigung fest, auch wenn am Realitätsgehalt des von den Bundesländern propagierten massiven Zubaus erneuerbarer Energie von verschiedener Seite zum Teil heftige und begründete Kritik geübt worden ist. Nach Auswertung der eingegangenen Stellungnahmen hat die Bundesnetzagentur einen Plausibilitätscheck zu den Szenarien durchgeführt. Im Ergebnis wurde der „Szenarientrichter“ bezüglich der Entwicklung der Erneuerbaren Energien eingengt. Hiermit wird der genehmigte Szenariorahmen den gesetzlichen Anforderungen gerecht, dass nicht alle *denkbaren* zukünftigen Entwicklungspfade, sondern „nur“ die Bandbreite der *wahrscheinlichen* Entwicklungspfade abgebildet werden sollen.

Neben den erneuerbaren Energien haben die Übertragungsnetzbetreiber bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans auch die installierte Kapazität bei den konventionellen Energien variiert. Dies ist für die Bundesnetzagentur nachvollziehbar, weil dies die Struktur der zukünftig notwendigen Netzentwicklung beeinflussen könnte. Der durch die Übertragungsnetzbetreiber ermittelte konventionelle Kraftwerkspark ist hierbei nicht das Resultat einer Modellierung, die marktgetriebene oder künstliche Investitionsanreize oder Anreize hinsichtlich der Lebensdauer bestehender Kraftwerke voraussetzt oder angenommene Entwicklungen der Marktpreise, Brennstoffkosten und Kosten für Emissionshandelszertifikate sowie standardisierte Investitionskosten jeweiliger Kraftwerkstypen

konstruiert. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen mit Zustimmung der Bundesnetzagentur einen anderen Weg: Um Unsicherheiten hinsichtlich der konventionellen Kraftwerke abzubilden, wurden Informationen über Bestandskraftwerke, Kraftwerke „in Bau“ und Kraftwerke „in Planung“ genutzt.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist ein Vorgehen, welches sich an Bestandskraftwerken, Zubauten und konkreten Planungen von Kraftwerksbetreibern orientiert, sinnvoll. Dabei wurde von Seiten der Übertragungsnetzbetreiber ein standardisiertes Verfahren angewandt, das alle Kraftwerke im jeweiligen Szenario gleich behandelt. Je nach Szenario ergaben sich über eine Variation des Planungsstands unterschiedliche Werte für braun- und steinkohle- sowie erdgasbefeuerte Kraftwerkskapazitäten. Mit Kenntnis der einzelnen Kraftwerke lassen sich daraus standortscharfe Aussagen für die einzelnen Szenarien treffen. Eine derartige Vorgehensweise bietet den Vorteil, bereits bekannte, wenn auch nicht in allen Fällen sichere Kraftwerksprojekte im Szenariorahmen abhängig vom Szenario in unterschiedlicher Weise abzubilden.

Die Variation der konventionellen Kraftwerkskapazitäten erfolgt nicht beliebig, sondern folgt einer inneren Logik. Als Unterscheidungsmerkmal im jeweiligen Kraftwerkspark wird angenommen, dass dieser mit zunehmender installierter Leistung aus erneuerbaren Energien flexibler ausgelegt werden muss.

## **Erneuerbare Energien**

In allen Szenarien, auch im Leitszenario B mit einem mittleren Ausbaupfad an erneuerbaren Energien, sind gegenüber dem Konsultationsbeginn auf Basis der erhaltenen Stellungnahmen Korrekturen vorgenommen worden.

Die Werte für erneuerbare Energien in Szenario B resultierten aus der vom DLR/Fraunhofer IWES/IFNE im Auftrag des BMU erstellten „Leitstudie 2010“. Dabei mussten bei den Wind-Onshore-Zubauzahlen Korrekturen vorgenommen werden. Abweichend von der BMU-Leitstudie wird von einer jährlichen Zuwachsrate von 1,7 GW/Jahr ausgegangen. Eine Zubaurate in dieser Größenordnung war in den letzten Jahren mehrfach zu beobachten und kann für diesen Energieträger als wahrscheinlicher mittlerer Ausbaupfad angenommen werden. Dieses wird sowohl für die Entwicklung bis 2022 als auch bis 2032 angenommen. Ausgehend vom Referenzwert 2010 erhält man im Szenario B eine installierte Nettoleistung bei Wind Onshore in Höhe von 47,5 GW für das Jahr 2022 bzw. 64,5 GW für das Jahr 2032.

Die Angaben zu den Kapazitäten für Wind-Offshore in Szenario B von 13,0 GW in 2022 und 28,0 GW in 2032 sind als interpolierte Werte der BMU-Leitstudie 2010 entnommen. Die Erreichung erscheint auf Basis der beim BSH beantragten OWP-Projekte grundsätzlich als realisierbar.

Die auf der BMU-Leitstudie basierenden Werte für Photovoltaik in Höhe von 54 GW für das Jahr 2022 bzw. 65 GW für das Jahr 2032 entsprechen einer jährlichen Zuwachsrate von 3 GW/Jahr. Dies ist, gemessen an dem im EEG ausgewiesenen Förderkorridor von 2,5 bis 3,5 GW/Jahr, ein mittlerer Ausbaupfad und deckt sich mit den aktuellen Förderzielen bzw. Ausbauerwartungen der Bundesregierung. Mögliche zukünftige Anpassungen der PV-Förderziele können an dieser Stelle nicht berücksichtigt werden.

Die Entwicklungen der erneuerbaren Energien bewegt sich in Szenario A im Vergleich zu den anderen Szenarien am unteren Rand. Die Wahrscheinlichkeit dieser Entwicklung wurde in einigen Stellungnahmen angezweifelt. Die Bundesnetzagentur hat auf der Basis von Plausibilitätsüberlegungen Korrekturen an diesen Werten durchgeführt. Ziel dieser Korrekturen war die Ermittlung einer „wahrscheinlichen“ Untergrenze.

Bei Wind-Onshore betrug die installierte Kapazität im Jahr 2010 bereits 27,1 GW. Die in Szenario A von den Übertragungsnetzbetreibern ursprünglich angenommene installierte Leistung von 33,6 GW

Wind-Onshore für das Jahr 2022 scheint vor diesem Hintergrund unrealistisch niedrig und würde eine jährliche Zubaurate von nur 0,5 GW/Jahr implizieren. An dieser Stelle weicht der Szenariorahmen deshalb deutlich von den Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber ab. Im Durchschnitt der letzten fünf Jahre betrug die zugebaute Leistung etwa 1,8 GW/Jahr. Die Zuwachsrate im Jahr 2010 betrug 1,4 GW. Für das Szenario A wird diese im Vergleich der letzten Jahre eher moderate Zuwachsrate angenommen und führt zu einer installierten Leistung 2022 in Höhe von 43,9 GW. Dieser Wert darf aber nicht als Festlegung einer Ausbau-Untergrenze verstanden werden. Es handelt sich lediglich um einen der niedrigsten tatsächlich beobachteten Zubauwerte.

Auch den Zubauwert für Wind-Offshore hat die Bundesnetzagentur korrigiert und auf den Wert festgesetzt, der sich aus den Kapazitäten derjenigen Windparks ergibt, für deren Anbindung an das Netz bereits Investitionsbudgets beantragt und genehmigt sind.

Das geänderte, am 1. Januar 2012 in Kraft tretende EEG sieht bei der Degression der Fördersätze von Photovoltaikanlagen einen „atmenden Deckel“ vor. Nach § 20a EEG verringert sich die Vergütung für Strom aus Photovoltaik-Anlagen, wenn der Zubau 3,5 GW überschreitet, und er erhöht sich, wenn er 2,5 GW unterschreitet. Der untere Wert wurde als neuer Ansatz für einen wahrscheinlichen Mindestzuwachs herangezogen und führt, ausgehend von einer installierten Kapazität Ende 2010 in Höhe von 18 GW, zu einem Wert in Höhe von 48 GW für das Jahr 2022. Der Wert für Photovoltaik liegt in Szenario A somit jetzt deutlich höher als im ursprünglichen Szenariorahmen, in dem er mit 34,1 GW veranschlagt war.

Das Szenario C fußt auf einer Abfrage der Ausbauziele zur Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien in den Bundesländern. Die im Rahmen des Konsultationsdokuments der Übertragungsnetzbetreiber hinterlegten Zahlenwerte wurden von den Bundesländern teilweise korrigiert und teilweise bestätigt. Die Übernahme dieser neuen Zahlen hätte zu einem noch weiteren Anstieg der installierten Kapazität von erneuerbaren Energien geführt. Die Bundesnetzagentur sah sich mit der Forderung vieler Konsultationsteilnehmer konfrontiert, die Annahmen aus dem Szenario C nach unten zu korrigieren, da die dort getroffenen Annahmen teilweise nicht aus fundierten Potenzialanalysen ableitbar seien und hiermit eine Überschätzung des Kapazitätszubaues angelegt sei.

Die Bundesnetzagentur hat sich entschieden, dennoch die Grundstruktur des Szenarios C auf Basis der Meldungen der Bundesländer zu genehmigen. Sie teilt jedoch die Einschätzung der Konsultationsteilnehmer, dass hinsichtlich der Realisierbarkeit der angegebenen Kapazitätsziele teilweise erhebliche Zweifel bestehen. Es handelt sich um einen Grenzfall einer noch als „wahrscheinlich“ bezeichnbaren Entwicklung.

Die Erneuerbaren-Ziele der Bundesländer sind höchst ambitioniert. Allein für Wind-Onshore wurde eine Zuwachsrate von über 4 GW/Jahr unterstellt. Sicherheitshalber wurden die sich über alle Bundesländer ergebenden Ausbauziele für Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen jeweils um 10% pauschal reduziert. Die Durchführung einer bundesländerspezifischen Potenzialanalyse war der Bundesnetzagentur in der zur Verfügung stehenden Zeit nicht möglich. Damit wäre der Gesamtprozess durch Klärung von Einzelfragen im Rahmen eines Randszenarios um mehrer Wochen aufgehalten worden. Angesichts der Möglichkeit, diese Fragen in der jährlichen Aktualisierung des NEP und des Szenariorahmens abzuarbeiten, war eine solche Verzögerung nicht vertretbar. Unter Zugrundelegung der pauschal vorgenommenen Kürzung in den Bereichen Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen kommt die Bundesnetzagentur zu der Einschätzung, dass Szenario C die gesetzliche Anforderung an einen wahrscheinlichen Entwicklungspfad noch erfüllt.

Die Bundesnetzagentur wird für die Erstellung der künftigen Szenariorahmen umfassendere fachlich-inhaltliche Begründungen der von den Bundesländern gemeldeten Zahlen und auch Angaben zu realisierten Fortschritten in Richtung der Zielwerte einfordern. Die erneute Aufnahme eines „Bundesländer-Szenarios“ in folgende Szenariorahmen ohne belastbare Nachweise der Erreichbarkeit der Potenziale erscheint andernfalls nicht angebracht.

Insbesondere vor dem Hintergrund der Diskussion um das Szenario C ist nochmals klarzustellen, dass die sich allein aus dem Szenario C ergebenden Leitungsprojekte nicht Gegenstand des NEP oder des Bundesbedarfsplans sein werden.

## **Konventionelle Energien**

In Szenario A mit einem geringeren Anteil erneuerbaren Energien wird ein „moderater Zubau“ (Kriterium: Netzanschlusszusagen nach dem KraftNAV-Register) von Steinkohlekraftwerken und sich in Planung befindlichen Braunkohlekraftwerken angenommen. Auf Basis dieser Annahmen und im Vergleich mit den deutlich niedrigeren Werten für konventionelle Kraftwerke im Leitszenario B könnten sich möglicherweise aus den Szenarien Rückschlüsse auf unterschiedlichen Netzausbau bei einer eher konventionell oder moderat erneuerbar geprägten Erzeugungsstruktur ergeben.

In den Szenarien B2022 und B2032 wird mit einer zunehmenden installierten Leistung an Erneuerbaren Energien von einer erhöhten Leistung von flexiblen Erdgaskraftwerken ausgegangen. Gleichzeitig werden Investitionen in neue Steinkohlekraftwerke aufgrund erwarteter geringer Vollastbenutzungsdauer als wirtschaftlich wenig attraktiv eingeschätzt. In Szenario B werden Braun- und Steinkohlekraftwerke in Planung deshalb nicht mehr berücksichtigt. In konsequenter Fortführung dieses Gedankens wird dies, anders als noch in der Konsultation, nunmehr auch für Braunkohlekraftwerke angenommen. Für das Leitszenario B berücksichtigt die Bundesnetzagentur daneben nicht alle sich in Planung befindlichen Gaskraftwerke, sondern nur diejenigen, deren Planungen sich bereits in einem fortgeschrittenem Stadium befinden.

Für Szenario C mit dem höchsten Zuwachs an erneuerbaren Energien nahmen die Übertragungsnetzbetreiber an, dass es keinen Zuwachs an konventionellen Energien über die bereits im Bau befindlichen Projekte hinaus gibt. Diese Annahme ist aus Sicht der Bundesnetzagentur zu restriktiv. Ein Zubau an flexiblen Gaskraftwerken, deren Planungen sich analog zur Vorgehensweise zu Szenario B bereits in einem fortgeschritten Stadium befindet, erscheint sachgerecht.

Die genauen Zahlenangaben der Genehmigung des Szenariorahmens sind in Tabellenform als Anhang angefügt. Darin ist auch eine Abschätzung über den sich aus diesen Daten ergebenden Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung enthalten. Der aus den Annahmen folgende Anteil der einzelnen Arten konventioneller Erzeugung an der Stromversorgung ist nur auf Basis eines Marktmodells seriös zu beziffern. Die Übertragungsnetzbetreiber werden diese Zahlen im Rahmen des weiteren Verfahrensganges zu errechnen und zu veröffentlichen haben.

## **Nachfrageseite**

### **Stromverbrauch**

Die Senkung des Stromverbrauchs stellt ein wichtiges energiepolitisches Ziel dar. Die Entwicklung des Stromverbrauchs ist aber mit großen Unsicherheiten verbunden. Aus Gründen der Netzsicherheit und der Netzstabilität ist sicherzustellen, dass das Übertragungsnetz seine Transportaufgabe auch für den Fall erfüllen kann, dass der Stromverbrauch entgegen den mit allem Nachdruck zu verfolgenden Zielvorstellungen nicht sinkt. Aus Vorsichtsgründen wird deshalb unterstellt, dass der Nettostromverbrauch in Deutschland bis 2022 und 2032 im Vergleich zum Jahr 2010 konstant bleiben wird.

Schon diese Konstanz ist bei einem auch nur geringen Wirtschaftswachstum ein höchst ambitioniertes Ziel, das erhebliche Fortschritte bei der Energieeffizienz voraussetzt. Erzielte Verbrauchseinsparungen durch Steigerung der spezifischen Effizienz werden nämlich durch einen Zuwachs bei Anwendungen sowie durch ein mit dem Stromverbrauch positiv korreliertes Wirtschaftswachstum kompensiert.

Insbesondere in den Bereichen Transport (Elektromobilität) und Wärmeerzeugung (Wärmepumpen, unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen, Speicher) ist tendenziell mit einer Ersetzung von fossilen Energieträgern durch Strom und damit mit einer Zunahme des Stromverbrauchs zu rechnen. Dies ist im Interesse der Reduzierung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes sehr zu begrüßen, muss aber bei der Einschätzung des künftigen Stromverbrauchs entsprechend berücksichtigt werden. Für die Szenarien A, B und C haben die Übertragungsnetzbetreiber für die Jahre 2022 und 2032 bei der Netzberechnung deshalb eine gleichbleibende Jahreshöchstlast zu unterstellen.

Gleichzeitig wird den Übertragungsnetzbetreibern aufgegeben, durch eine eingehende Sensitivitätsbetrachtung zu untersuchen, ob und gegebenenfalls welche Auswirkungen ein sinkender Stromverbrauch im Sinne der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung auf den Netzausbaubedarf haben könnte.

### **Jahreshöchstlast**

Die Bundesnetzagentur geht hinsichtlich der Jahreshöchstlast davon aus, dass sich die netzübergreifende zeitgleiche Jahreshöchstlast für das Jahr 2010 in einer Bandbreite von 84,0 bis 87,5 GW befindet. Eine exakte Bestimmung der Ist-Jahreshöchstlast für das Jahr 2010 ist mit den derzeit zur Verfügung stehenden Daten nicht möglich.

Bislang wird die Jahreshöchstlast nicht gemessen, sondern auf Basis der Informationen über die angeschlossenen Kraftwerke errechnet. Da diese Informationen immer noch mit einem hohen Unsicherheitsgehalt behaftet sind und die notwendige Hochrechnung von diversen zu hinterfragenden Prämissen abhängt, ergibt sich eine Bandbreite innerhalb derer sich die Jahreshöchstlast bewegen wird. Bei der Entwicklung des Netzentwicklungsplanes haben sich die Übertragungsnetzbetreiber an der angegebenen Bandbreite zu orientieren und darzulegen, welcher Wert aus der angegebenen Bandbreite für die Jahreshöchstlast in 2010 zur Anwendung kommt. Die Auswahl des Höchstlastwertes ist umfassend zu begründen. So ist für den Nachweis der Eignung des Gesamlastwertes für 2010 ein sog. „back-testing-Verfahren“ durchzuführen, in dem die Eignung der gewählten Modellparameter durch Plausibilisierungsschritte zu belegen ist. Im Rahmen der Plausibilisierung ist insbesondere darzulegen, inwieweit die Größe „Jahreshöchstlast“ zu den Parametern „berücksichtigter Kraftwerkspark“ und „ausgespeiste Arbeit“ kongruent ist.

Ungeachtet der bestehenden Bandbreite für den heutigen Wert der Jahreshöchstlast haben die Übertragungsnetzbetreiber für die Jahre 2022 und 2032 bei der Netzberechnung eine Jahreshöchstlast von 84,0 GW zu unterstellen. Mit 84,0 GW liegt die Jahreshöchstlast der Jahre 2022 und 2032 auf dem unteren Rand der für 2010 plausiblen Bandbreite von 84,0 bis 87,5 GW. Dieser Vorgabe liegt die Annahme zugrunde, dass die sich gegenüber dem - im Rahmen der Entwicklung des Netzentwicklungsplanes festzustellenden - Leistungswert 2010 ergebene Lastabsenkung bei Vorgabe eines weiterhin konstanten Strombedarfs durch geeignete Maßnahmen wie bspw. Lastmanagement zu erreichen ist. Die Ausspeisung von Strom wird demnach von den Lastspitzen in die Lasttäler verlagert. Lastmanagementmaßnahmen sind insofern als Maßnahmen zu betrachten, die bei Höchstlastzeiten zu einer Reduktion der anliegenden Lasten beitragen und in Phasen mit hoher anliegender Leistung gezielt zu einer Steigerung der Last führen.

## **4. Wie geht es nach der Genehmigung des Szenariorahmens weiter?**

### **Vom Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan**

#### **1. Schritt: Regionalisierung**

Der Szenariorahmen enthält nur bundesweit aggregierte Daten für Erzeugung, Last und Verbrauch. Für die Bestimmung der Netzauslastung ist eine Zuordnung der Einspeisung und der Last auf die einzelnen Netzknoten des Übertragungsnetzes erforderlich (heute gibt es ca. 450 Netzknoten).. Je nach Erzeugungstechnologie sind zur Durchführung der Regionalisierung unterschiedliche Herangehensweisen geboten. Insbesondere beim Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen gibt es unterschiedliche Ansätze und Möglichkeiten, deren zukünftige regionale Verteilung zu ermitteln.

#### **2. Schritt: Marktsimulation**

Nach der im ersten Schritt erfolgten Zuordnung von Last und Erzeugung auf einzelne Netzknoten des Übertragungsnetzes ist im zweiten Schritt deren Einspeisung in das Stromnetz zu bestimmen. Dies erfolgt über eine sog. Marktsimulation. Darin wird auf Basis langjähriger historischer Wetterdaten zunächst eine Häufigkeitsverteilung der für die Referenzjahre 2022 und 2032 zu erwartenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien bestimmt. Die Differenz der Einspeisung aus erneuerbaren Energien zur Verbraucherlast, wird von im Markt befindlichen Kraftwerken gedeckt, deren Einsatz in Abhängigkeit von den Produktionskosten erfolgt. Abhängig von der Netzlast und der Höhe der Einspeisung aus erneuerbaren Energien ergibt sich der resultierende Kraftwerkseinsatz.

Die Übertragungsnetzbetreiber werden die hier angewandten Modelle und die dabei gesetzten Prämissen in einem oder mehreren Workshops erläutern und mit allen Interessenten diskutieren. Die Bundesnetzagentur wird diesen Prozess aktiv begleiten und wo nötig beeinflussen. Der erste Workshop dieser Art ist für Mitte bis Ende Januar 2012 geplant.

#### **3. Schritt: Bestimmung der Netzbelastung**

Aus dem Zusammenspiel der Einspeisung aus erneuerbaren Energien, der Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken und der Verbraucherlast einschließlich der das Transportnetz ebenfalls belastenden europäischen Transitflüsse ergibt sich aus dem Transportbedarf die Netzbelastung. Zur Bestimmung der Netzbelastung wird computergestützt eine betriebsmittelscharfe Nachbildung des Übertragungsnetzes mit den Einspeisungen und Entnahmen an den einzelnen Netzknoten eingegeben. Dabei sollten, möglichst typische - das Netz besonders belastende - Netznutzungsfälle identifiziert werden, um diese Netznutzungsfälle einer intensiveren Betrachtung unterziehen zu können.

#### **4. Schritt: Bestimmung des Netzausbaubedarfes**

Abhängig von der Netzbelastung in den das Netz besonders belastenden Netznutzungsfällen ist der Netzausbaubedarf zu bestimmen bzw. zu klären, inwiefern mit Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen den Anforderungen Rechnung getragen werden kann. Dazu sind Kriterien zu entwickeln, ab welchem Grad bzw. Häufigkeit der Überlastung ein Netzausbau erforderlich wird. Zugespitzt formuliert, wäre ein Netzausbau aufgrund einer für 1 Stunde im Jahr zu 1% überlasteter Leitung sicher unverhältnismäßig. Redispatch wäre als Abhilfe hier sicher wirtschaftlicher. Vorangestellt ist möglicherweise auch über die Frage zu befinden, ob die bisherigen Auslegungskriterien an die Sicherheitsreserven (Stichwort „(n-1)-Kriterium“) des Übertragungsnetzes

angesichts des zunehmenden Auseinanderfallens von Erzeugung und Verbrauchs erhöht werden müssen.

Ist ein Netzausbaubedarf festgestellt, ist anschließend zu beantworten, welche Übertragungstechnologie (Neubau 380-kV-Freileitung, HGÜ-Freileitung, 380 kV-Erdkabel, HGÜ-Erdkabel, Ertüchtigung bestehender Trassen, Hochtemperaturleiterseile etc.) anzuwenden ist.

Auch die Berechnung der Netzbelastung und die Ermittlung des Ausbaubedarfs werden die Übertragungsnetzbetreiber in geeigneter Weise zu erläutern und die dabei gesetzten Prämissen mit Interessenten und Betroffenen rechtzeitig zu diskutieren haben. Auch insofern wird sich die Bundesnetzagentur aktiv beteiligen und auf die nötige Transparenz und Offenheit des Prozesses achten.

## **Begleitende Maßnahmen**

Vor der eigentlichen Bestimmung des Netzausbaubedarfs wird die Bundesnetzagentur den für den Netzausbau verfügbaren Technologien gesonderte Aufmerksamkeit zukommen lassen. In einer gesonderten Veranstaltungsreihe „Technik-Dialog“ werden verschiedene technologische Lösungsansätze für den Netzbereich in Hinblick auf ihre absehbar sichere Verwendbarkeit hin untersucht. Aus einem oder mehreren Workshops soll abgeleitet werden, welche Technologien mit hinreichender Sicherheit für die Netzausbauplanung zur Verfügung stehen werden. Themen sind hier insbesondere HGÜ-Technik, Heißeiterseile und Speicher.

Daneben werden die unter dem Stichwort „Dezentralisierung“ zusammengefassten Themen bzgl. ihrer Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf im Rahmen der „Göttinger Energietagung 2012“ (voraussichtlich am 22. und 23. März 2012) untersucht werden. Hier herrscht zwischen den verschiedenen Prozessbeteiligten eine stark heterogene Erwartungshaltung, zu der eine sachliche Debatte und Fachdiskussion einen wertvollen Beitrag leisten kann.

Als anzustrebendes Ergebnis dieser Debatte soll aus den Veranstaltungen und Fachdiskussionen ein mit hinreichender Sicherheit verfügbarer „Baukasten“ für den Netzausbaubedarf zusammengestellt werden. Die Netzbetreiber wären in der Konsequenz gehalten, den Netzausbau mit den im „Baukasten“ verfügbaren technologischen Optionen zu planen.

## **Weiterer Ausblick**

Die oben skizzierten Arbeitsschritte vermitteln einen Eindruck von der methodischen Vorgehensweise zur Erstellung des NEP. Der sich an die Ermittlung des Netzausbaubedarfs anschließende Prozess ist durch die Vorgaben des EnWG strukturiert und sieht eine Vielzahl weiterer Beteiligungsverfahren vor:

- Der im Rahmen der vorgestellten Arbeitsschritte entwickelte Entwurf des NEP wird von den Übertragungsnetzbetreibern in einem öffentlichen Verfahren zur Konsultation gestellt. In diesem Verfahren werden alle wesentlichen Schritte, Annahmen und Methoden zu erläutern sein.
- Mit Beginn der Vorstellung des ersten Entwurfs eines NEP durch die Übertragungsnetzbetreiber wird die Bundesnetzagentur eine Strategische Umweltprüfung durchführen. Die Wahl eines solch frühen Zeitpunktes soll es ermöglichen, bestehende Einwände gegen Ausbauvorhaben aus Perspektive bspw. des Natur- oder Landschaftsschutzes zu erkennen und ggf. vernünftige Alternativen in die Entscheidungsfindung einzubeziehen. Die Ergebnisse werden im Umweltbericht dargestellt.

- Unter Berücksichtigung der Ergebnisse aus dem Konsultationsprozess der Übertragungsnetzbetreiber werden die Übertragungsnetzbetreiber ihren Entwurf des NEP anpassen und der Bundesnetzagentur zur Prüfung vorlegen.
- Der angepasste NEP-Entwurf einschließlich etwaiger von der Bundesnetzagentur verlangter Änderungen und der Umweltbericht werden anschließend durch die Bundesnetzagentur konsultiert.
- Die Bundesnetzagentur wird den NEP unter Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse und der sich daraus ergebenden weiterer Änderungen bestätigen.
- Auf der Basis des bestätigten NEP wird anschließend der Bundesregierung und durch diese dem Bundesgesetzgeber der Entwurf für einen Bundesbedarfsplan vorgelegt. Über diesen wird sodann im parlamentarischen Verfahren beraten und entschieden.

Stand: 7. Dezember 2011

**Tabelle 1: Erzeugungsleistung**

Technologie - ÜNB	Referenz -2010	Szenario A 2022	(Leit-) Szenario B - 2022	Szenario B - 2032	Szenario C 2022
<b>Installierte Erzeugungsleistung [GW]</b>					
Kernenergie	20,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,3	21,3	18,6	13,9	18,6
Steinkohle	25,0	30,6	25,1	21,2	25,1
Erdgas	24,0	25,1	31,3	40,1	31,3
Pumpspeicher	6,3	9,0	9,0	9,0	9,0
Öl	3,0	2,9	2,9	0,5	2,9
Sonstige	3,0	2,3	2,3	2,7	2,3
<b>Summe konv. KW</b>	<b>101,9</b>	<b>91,2</b>	<b>89,2</b>	<b>87,4</b>	<b>89,2</b>
Wasserkraft	4,4	4,5	4,7	4,9	4,3
Wind (onshore)	27,1	43,9	47,5	64,5	70,7
Wind (offshore)	0,1	9,7	13,0	28,0	16,7
Photovoltaik	18,0	48,0	54,0	65,0	48,6
Biomasse	5,0	7,6	8,4	9,4	6,7
andere reg. Erzeugung	1,7	1,9	2,2	2,9	2,0
<b>Summe EE</b>	<b>56,3</b>	<b>115,6</b>	<b>129,8</b>	<b>174,7</b>	<b>149,0</b>
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>158,2</b>	<b>206,8</b>	<b>219,0</b>	<b>262,1</b>	<b>238,2</b>

**Tabelle 2: Stromverbrauch und Jahreshöchstlast**

	Referenz -2010	Szenario A 2022	(Leit-) Szenario B - 2022	Szenario B - 2032	Szenario C 2022
<b>Stromverbrauch [TWh] - gemäß Genehmigung</b>					
Nettostrombedarf	535,4	535,4	535,4	535,4	535,4
<b>Jahreshöchstlast [GW] - gemäß Genehmigung</b>					
Jahreshöchstlast	84,0 - 87,5	84,0	84,0	84,0	84,0
<b>Stromverbrauch [TWh] - Bewertung in Sensitivitätsbetrachtungen</b>					
Nettostrombedarf	535,4	479,2	479,2	452,3	479,2
<b>Jahreshöchstlast [GW] - Bewertung in Sensitivitätsbetrachtungen</b>					
Jahreshöchstlast	84,0 - 87,5	75,2	75,2	71,0	75,2