

**Stellungnahme der RWE AG, Essen, Opernplatz 1, zum
Netzentwicklungsplan 2030**

Die Übertragungsnetzbetreiber haben am 31. Januar 2017 die Entwürfe des Netzentwicklungsplans 2030 (NEP) sowie des Offshore-Netzentwicklungsplans 2030 (O-NEP) veröffentlicht. Der NEP 2030 basiert dabei auf den durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) am 30. Juni 2016 genehmigten Szenarien, zu deren energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen zuvor im Rahmen einer Konsultation Stellung bezogen werden konnte. Der NEP 2030 sowie der O-NEP 2030 selbst stehen bis zum 28. Februar 2017 zur Konsultation. RWE begrüßt die Möglichkeit, zu den vorliegenden Entwürfen Stellung nehmen zu können.

Zusammenfassung:

- Der Entwurf des Netzentwicklungsplans 2030 gibt eine klare Perspektive, welche weiteren Netzausbaumaßnahmen für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende notwendig sind. Haupttreiber des Netzausbaus ist der Zubau erneuerbarer Energien. Mit dem Ausbau kann das Netz aber nicht nur den Transport des EE-Stroms von Nord nach Süd, sondern auch die unverzichtbare Absicherung der erneuerbaren Energien durch konventionelle Kraftwerke gewährleisten.
- Kritisch ist zu sehen, dass die Versorgungssicherheit im NEP 2030 nur unter Rückgriff auf gesicherte Leistung im Ausland und entsprechenden grenzüberschreitenden Leitungsausbau gewährleistet werden kann. Offen bleibt, ob langfristig die notwendigen Kraftwerkskapazitäten im Ausland und grenzüberschreitenden Leitungen wirklich verfügbar sein werden. Ohne Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen wird sich die Situation noch deutlich verschlechtern, da für die erwarteten Gaskapazitäten im Inland keine Investitionsanreize erkennbar sind.
- Weiter aktuell ist unsere bereits im Frühjahr erhobene Kritik am zugrunde liegenden Szenariorahmen. Dieser berücksichtigt den konventionellen Kraftwerkspark nur schematisch, indem er von festen technischen Lebensdauern der Anlagen ausgeht, nicht aber von deren Wirtschaftlichkeit und den Angaben der Kraftwerksbetreiber. Die betriebliche und unternehmerische Realität vor allem in der Braunkohle so außer Acht lassend, geht der Szenariorahmen von einem sehr starken Rückgang der Kohlekraftwerkskapazität aus, der von den geltenden Rahmenbedingungen nicht gedeckt ist. So steht auch die Modellierung der CO₂-Vorgaben für die Marktsimulation in den Szenarien B und C nicht im Einklang mit den rechtlichen Rahmenbedingungen, die durch das europäische Emissionshandels-system vorgegeben werden.

Im Detail:

Grundsätzlich bewerten wir den im NEP 2030 festgestellten Netzausbaubedarf positiv. Der Netzausbau ist, getrieben durch den Zubau der Erneuerbaren Energien, für einen erfolgreichen Fortgang der Energiewende unabdingbar. Die Umsetzung der verschiedenen Netzausbauprojekte ist wesentlich dafür, die Versorgungssicherheit in Deutschland auf hohem Niveau zu halten, die Einheitlichkeit des Marktgebiets und damit die Funktionsfähigkeit des Strommarkts zu gewährleisten und die Systemintegration der erneuerbaren Energien wie auch deren Absicherung durch die weiterhin unverzichtbare konventionelle Stromerzeugung zu ermöglichen. Damit erhält auch RWE Planungssicherheit im Hinblick auf den für den Betrieb unserer Kraftwerke unverzichtbaren Netzzugang.

Zudem begrüßen wir, dass ausgehend vom Startnetz sowie den Maßnahmen des Bundesbedarfsplans (BBP) 2015 analysiert wurde, inwieweit der darüber hinaus gehende Übertragungsbedarf durch zusätzliche AC-Netzverstärkungen in Verbindungen mit leistungsflusssteuernden Punktmaßnahmen abgebildet werden kann. Positiv nehmen wir zur Kenntnis, dass insbesondere vertikale Punktmaßnahmen als ein wichtiger Aspekt der Netzentwicklung gesehen wird. Über die Vorschläge hinaus könnte RWE mit ihren Phasenschiebertransformator-Projekten¹, die derzeit im Rahmen des seitens des Bundeskabinetts beschlossenen Entwurfs des NEMOG massiv in Frage gestellt sind, einen wertvollen Beitrag liefern. Unseres Erachtens lassen sich mit dem Einsatz der Phasenschiebertransformatoren zusätzliche ausgewiesene Kuppeltransformatoren einsparen.

Unabhängig von dieser grundsätzlichen Einschätzung sehen wir in mehreren Punkten Anpassungsbedarf, den wir wie folgt begründen möchten:

1. Szenarien decken Bandbreite „wahrscheinlicher Entwicklungen“ ab (S. 70)

Es ist zu bedauern und zu kritisieren, dass die ÜNB in den unterstellten Szenarien – ungeachtet anderslautender Stellungnahmen von Verbänden und Unternehmen – an der bisherigen Vorgehensweise einer festen technisch vorgegebenen Lebensdauer der Technologien festhalten, statt die Laufzeit der Kraftwerke an deren Wirtschaftlichkeit und den Angaben der Kraftwerksbetreiber auszurichten. Dies ist so nicht nachzuvollziehen. Die Unterstellung einer pauschalen Laufzeit der Kraftwerke ist keine „wahrscheinliche Entwicklung“. Die Formulierung „wahrscheinliche Entwicklung“, die dazu führt, dass der NEP als Grundlage einer Vielzahl politisch motivierter Studien genutzt wird, ist daher zu ersetzen.

¹ Z.B. am Standort Ibbenbüren mit ausgewiesenem regionalem Bedarf an vertikalen Punktmaßnahmen

2. Deckung der Spitzenlast durch konventionelle KW nicht gewährleistet (u.a. S. 26, 57, 58)

Es ist festzustellen, dass bei allen Szenarien die installierte konventionelle Kraftwerksleistung geringer als die Spitzenlast in Deutschland ist. Wie die Marktsimulation zeigt, ist Deutschland in einer Versorgungssicherheits-Engpasssituation nicht in der Lage, die Nachfrage aus eigener Erzeugungsleistung zu decken.

Ohne Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen wird sich die Engpasssituation noch weiter verschärfen, da für die im Szenariorahmen erwartete Erhöhung der Erdgaskapazität von 7,4 GW (OCGT, Gasmotoren, aber auch CCGT) über die bereits im Bau befindlichen Anlagen (2 GW) hinaus in den Szenarien B und C bis 2030 keine Investitionsanreize erkennbar sind, ihre Realisierung somit fragwürdig ist. Gleiches gilt für die angenommenen 2,5 GW zusätzliche Pumpspeicherkapazität. Auch ob die Kapazität von 4,5 GW aus Anlagen < 10 MW wirklich verfügbar ist, ist z. B. bei Bestandsanlagen angesichts möglicher genehmigungsrechtlicher Grenzen ihrer Einsatzstunden und angesichts der Verschlechterung ihrer Wirtschaftlichkeit (kleine dezentrale Anlagen dürften durch den im Rahmen des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes angestrebten schrittweisen Entfall der vermiedenen Netzentgelte auch im Bestand erheblich gefährdet sein) kritisch zu hinterfragen. Inwieweit zudem die innerhalb Deutschlands zur Abfederung von Kapazitätsengpässen zusätzlich vorgesehenen Maßnahmen wie Power-to-Gas, PV-Batteriespeicher und DSM tatsächlich in benötigtem Umfang und an den aus Netzsicht „richtigen“ Standorten für Zeiten der Dunkelflaute zur Verfügung stehen, bleibt ebenfalls offen.

Schon unter Berücksichtigung dieser Maßnahmen wird Deutschland, insbesondere in Verbindung mit der Umsetzung der CO₂-Vorgabe, in vielen Stunden zum Nettoimporteur; tragen die o.g. Maßnahmen nicht im beschriebenen Maße zum Ausgleich von Erzeugung und Last bei oder wird die CO₂-Vorgabe auf Basis des sektorspezifischen Ziels des Klimaschutzplans 2050 für die Energiewirtschaft noch verschärft, fällt die inländische Kapazitätslücke noch größer aus.

Unabhängig davon wird die Versorgungssicherheit in Deutschland zunehmend von grenzüberschreitenden Leitungen zu den Nachbarländern abhängig werden, wobei man dabei ferner unterstellt, dass die Nachbarländer in Knappheitsstunden tatsächlich auch „helfen können“, d.h. dass dort dann auch hinreichend freie Kapazität verfügbar ist. Dies wird aber nicht weiter betrachtet. Dies ist insbesondere deswegen problematisch, da zahlreiche Nachbarländer Deutschlands, wie Polen, Frankreich, Niederlande, Belgien im Midterm Adequacy Outlook von ENTSO-E im Jahr 2025 selbst Probleme mit Lastüberhangsstunden haben könnten.²

² https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2016_FINAL_REPORT.pdf; S.65

3. Wetterjahr (S. 32)

Die Analyse geht von dem Jahr 2012 als einem durchschnittlichen Wetterjahr aus. Der Netzausbaubedarf muss allerdings auch auf Einspeisesituation und Transportbedarfe bei Extremwetterereignissen ausgelegt sein, die regelmäßig zu beobachten sind, so zuletzt im Januar 2017 mit durchgängig sehr wenig Wind- und Solareinspeisung. Deren Berücksichtigung ist nicht erkennbar. Diesbezüglich ist der NEP 2030 entsprechend zu ergänzen.

4. CO₂-Reduktionsannahmen: keine Berücksichtigung des ETS (S. 32, S. 71, S. 72)

Der Szenariorahmen sieht nach Vorgabe der BNetzA eine Beschränkung der innerdeutschen CO₂-Emissionen in drei der vier Szenarien vor. Hierbei wurde die Übertragung der Minderungsziele der unterschiedlichen Jahre ggü. 1990 vom sektorübergreifenden Entwicklungspfad auf den Stromsektor seitens der BNetzA festgelegt (165 Mio. t CO₂ in 2030 / 137 Mio. t CO₂ in 2035). Durch den bislang relevanten rechtlichen Rahmen ist dies jedoch nicht gedeckt: Das europäische Emissionshandelssystem sieht eine einheitliche EU-weite CO₂-Obergrenze vor, keinesfalls aber nationale oder sektorale Abgrenzungen. Auch ein Rückgriff auf den Klimaschutzplan 2050 geht fehl: Die hierin vorgesehenen sektorspezifischen Ziele stehen ausdrücklich noch unter dem Vorbehalt einer Folgenabschätzung und möglichen Anpassung in 2018.

Im Ergebnis bestätigt die Modellierung, dass die CO₂-Minderung durch die nationale Emissionsobergrenze zumindest teilweise durch die Rückwirkungen mit dem europäischen Ausland kompensiert wird: So führt eine nationale Begrenzung des CO₂-Ausstoßes in Deutschland zu steigenden Stromerzeugungskosten im Inland und zu vermehrten Stromimporten, was im Ausland zu einem entsprechenden Mehr an CO₂-Emissionen durch eine höhere Stromproduktion führen wird – zum Teil unmittelbar, zum Teil in späteren Jahren. Eine Quantifizierung des Effekts erfolgt in der Marktsimulation des NEP 2030 leider nicht.

5. Resultierender Netzausbaubedarf / Kapazitäts- und Netzreserve

RWE begrüßt die grundsätzliche Robustheit wesentlicher Netzausbaumaßnahmen zwischen den Szenarien und auch über die verschiedenen Netzentwicklungspläne. Ein in großen Teilen stabiler Entwicklungspfad für das deutsche Übertragungsnetz ist eine wichtige Voraussetzung für einen prognostizierbaren Rahmen für den Erzeugungsektor.

Über den robusten Rahmen hinaus zeigt sich aber auch, dass die im Szenariorahmen angenommenen Veränderungen des deutschen Erzeugungsportfolios (starkes Nord-Süd-Gefälle der Erzeugung aufgrund EE-Ausbau und Rückgang konv. Erzeugung) zusätzlichen Netzausbaubedarf bewirken (insbesondere im Szenario B2035). Dies verdeutlicht die Bedeutung einzelner Erzeugungssituationen, die von den heutigen

Erzeugungssituationen abweichen. Vor diesem Hintergrund erscheint es für die Zukunft - sollte am heutigen Energy-only-Markt festgehalten werden - erforderlich, auch adäquat auf mögliche Kraftwerksreserven einzugehen, die zur Absicherung der deutschen Versorgung und der Netzstabilität vereinbart und auch zukünftig weiter notwendig sind. Der Einsatz dieser Einheiten in kritischen Situationen wird über eine Marktsimulation nicht abgebildet, eine sichere und stabile Einbindung dieser Kraftwerke ist allerdings elementare Voraussetzung zur Wahrung der Versorgungssicherheit. Gleichzeitig wären die Wirkungen eines veränderten Marktdesigns mit Einführung eines dezentralen Leistungsmarkts zu prüfen, wie er nach Ansicht vieler Marktteilnehmer mittel- und langfristig als kosteneffiziente Maßnahme zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit unverzichtbar ist.

Grundsätzliche Anmerkungen zum Szenariorahmen und zur Entwicklung des Kraftwerksparks (konventionelle Kraftwerke und erneuerbare Energien)

Um erhöhte Planungssicherheit für alle Beteiligten zu erreichen, ist von besonderer Bedeutung, dass die Eingangswerte für den Netzentwicklungsplan die ganze Spannbreite möglicher zukünftiger Entwicklungen umfassend abbilden. Im Hinblick auf den Ausbau der erneuerbaren Energien wird dem im Rahmen des Szenariorahmens mit einer möglichst genauen Regionalisierung und stundenscharfen Einspeiseszenarien (auf Basis des Wetterjahrs 2012 als Referenz) ebenso detailgenau gefolgt, wie bei der Entwicklung der KWK-Anlagen und beim Lastmanagement. So bilden die Szenarien im Hinblick auf den EE-Ausbaupfad den unteren (Szenario A) und den oberen (C) Rand des gesetzlichen Ausbaukorridors ab, in Szenario B einen mittleren Pfad, der allerdings im Hinblick auf die deutliche Erhöhung des Stromverbrauchs immer noch relativ ambitioniert ist.

Dem gegenüber wird die Struktur des konventionellen Kraftwerksparks und dessen Entwicklung im Szenariorahmen nur schematisch berücksichtigt. Den Kraftwerken wird über einen standardisierten Ansatz eine fiktive Lebenserwartung zugewiesen. Dieser Ansatz blendet die Tatsache einer unbefristeten Betriebsgenehmigung für die Kraftwerke und das tatsächliche Alter der Anlagen vollkommen aus. Aufgrund der aktuellen Vorgehensweise, eine fiktive „Lebenserwartung“ für konventionelle Kraftwerke als Basis des Netzausbaus festzulegen, wird in den Szenarien ein **realitätsferner Kraftwerkspark** abgebildet.

Dabei geht vor allem die am Netz befindliche Kapazität der Braunkohlenkraftwerke deutlich zurück. Auf Ebene der Bundesländer betrachtet, findet dabei der Kapazitätsrückgang vor allem im Rheinischen Revier statt. So wird in allen Szenarien angenommen, dass bis 2030 im Rheinischen Revier außer den drei BoAs alle Blöcke vom Netz gehen.

Dieser angenommene Kapazitätsrückgang ist einzig und allein auf die Annahme der festen technisch vorgegebenen Lebensdauer der Braunkohlenkraftwerke zurückzu-

führen. So wird im Szenario A eine Laufzeit von 50 Jahren gesetzt, im Szenario B von 45 Jahren und im Szenario C von 40 Jahren. Danach werden die Kraftwerke im Szenario-rahmen abgeschaltet. Aufgrund des Alters der Kraftwerke im Rheinischen Revier, die aus den späten 60er und frühen 70er Jahren stammen, finden die Anlagen daher in den Szenarien für die Zieljahre 2030 und 2035 keine Berücksichtigung mehr, wohingegen die jüngeren Anlagen in mittel- und ostdeutschen Revieren weitgehend unberührt bleiben.

Darin soll sich, so ÜNB und BNetzA im Szenariorahmen die Erwartung widerspiegeln, dass die Braunkohlenkraftwerke einen großen Beitrag zur Erreichung der zusätzlichen CO₂-Einsparung im Rahmen des nationalen Klimaschutzes leisten müssen. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass zwar das Aktionsprogramm Klimaschutz die Überführung von 2,7 GW Braunkohlenkraftwerke in die Sicherheitsbereitschaft vorsieht; darüber hinaus gehend sind aber – auch im Rahmen des Klimaschutzplans 2050 – keine Entscheidungen über mögliche weitergehende Maßnahmen getroffen. Auch aus dem europäischen Emissionshandel ergeben sich keine unmittelbaren Stilllegungsentscheidungen.

Schließlich wurden gerade in der Braunkohle in den vergangenen Jahren erhebliche Modernisierungsinvestitionen in die bestehenden Anlagen getätigt sowie Kostensenkungs- und Effizienzsteigerungsprogramme durchgeführt, um die Wirtschaftlichkeit der Anlagen zu stärken. Zudem sind die Genehmigungen für die Kraftwerke grundsätzlich unbegrenzt erteilt; alle geltenden Emissionsgrenzwerte werden von den Anlagen eingehalten und zum Teil deutlich unterschritten. Stilllegungsszenarien rein nach Lebensalter der Anlagen, wie von der Bundesnetzagentur antizipiert, lassen sich auf dieser Basis jedenfalls nicht ableiten