

**Zum Netzentwicklungsplan
(NEP) Strom 2012.
Analyse des Entwurfs der
Übertragungsnetzbetreiber
vom 30. Mai 2012**

**Stellungnahme für die
Konsultation der
Übertragungsnetzbetreiber**

Berlin, 10. Juli 2012

Jonas Egerer

Hauke Hermann

Prof. Dr. Christian von Hirschhausen

Dr. Felix Chr. Matthes

Karsten Neuhoff, PhD

Lothar Rausch

Alexander Weber

Zusammenfassung

Im Rahmen der Energieinfrastrukturplanung der deutschen Höchstspannungsnetze haben die Übertragungsnetzbetreiber am 30. Mai 2012 einen Entwurf für den Netzentwicklungsplan Strom 2012 (50Hertz et al. 2012b, im Folgenden abgekürzt NEP) vorgelegt. Dieser ist Teil eines Prozesses auf Grundlage der §§ 12 a–e EnWG, an dessen Abschluss erstmals die Verabschiedung eines Bundesbedarfsplans durch das Bundeskabinett steht. Zwar konnten mit den dena-I/II-Studien erste Erfahrungen gemacht werden, jedoch entsprachen diese weder in Hinsicht auf Transparenz noch Bürgerbeteiligung den Anforderungen an eine Bundesinfrastrukturplanung; auch fehlte den früheren Ansätzen eine eindeutige Orientierung an längerfristigen Ausbauzielen für erneuerbare Energieträger. Die vorliegende Stellungnahme prüft, ob der Netzentwicklungsplan Strom 2012 diese Ziele erreicht bzw. welche Änderungen im Anschluss an das Konsultationsverfahren angezeigt sind.

Insgesamt stellt der NEP Strom 2012 einen erheblichen Fortschritt gegenüber den dena-Netzstudien I und II dar. Dies bezieht sich sowohl auf die Darstellung der Vorgehensweise (z.B. Szenarien, Marktsimulation und Stabilitätsaspekte), als auch den Detaillierungsgrad für individuelle Maßnahmen bzw. Korridore. Der NEP Strom 2012 liefert somit eine nützliche Grundlage für die Diskussion zukünftiger Netzentwicklung.

Andererseits sehen wir in einigen Bereichen Diskussions- bzw. Nachbesserungsbedarf, welcher sich im Wesentlichen auf folgende Aspekte bezieht: Transparenz und Datenverfügbarkeit, Energieträgermix und Ziele für den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, das zugrundeliegende Netzplanungsparadigma sowie die Koordinierung des Planungsprozesses.

1. Zwar ist die Transparenz und die Konsultationsintensität des Vorgehens gegenüber früheren Planungsdokumenten deutlich gesteigert worden, jedoch bleibt die konkrete Ermittlung des Netzausbaus auch für Fachleute nach wie vor nicht nachvollziehbar. Dies bezieht sich sowohl auf das Marktmodell als auch die darauf aufbauende Berechnung der Leitungsmaßnahmen.

⇒ **In der nächsten Version des NEP Strom 2012 sollten die bei der Modellierung verwendeten Inputdaten, die Gleichungssysteme sowie die Outputdaten in einem technischen Anhang mit veröffentlicht werden („open grid model and data“).**

2. Der für die Netzmodellierung verwendete Energieträgermix berücksichtigt zwar die im von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmen (Bundesnetzagentur 2012) festgelegten Leistungen für einzelne Energieträger (in MW), bzgl. der Strommengen ergeben sich jedoch eher unplausible Werte, die auch nicht durchgängig mit den politisch vorgegebenen Zielen der Energiewende in Richtung einer weitestgehenden Integration erneuerbarer Energieträger korrespondieren. Für die Braunkohlekraft-

werke werden durchschnittlich über 8.000 Volllaststunden ermittelt, dagegen lag der tatsächliche Wert in den vergangenen Jahren eher im Bereich von unter 7.000 Volllaststunden; insbesondere in den ostdeutschen Bundesländern Brandenburg und Sachsen liegen für 2022 unrealistische Werte von 8.338 bzw. 8.557 Volllaststunden vor. Des Weiteren sieht der NEP Strom 2012 offensichtlich den Bau je eines neuen Braunkohlekraftwerks in Sachsen-Anhalt und in Brandenburg vor, was weder aus betriebswirtschaftlicher noch aus umweltpolitischer Perspektive vertretbar ist. Eine ähnliche Problematik weist die Regionalisierung der Erzeugungsleistungen auf: so erfolgt die Allokation von Erdgaskraftwerken nicht mit dem Schwerpunkt auf Süddeutschland, was eine integrative Sichtweise auf die Energiesystemplanung an diesem Punkt verstellt.

- ⇒ **Die den Netzberechnungen zugrundeliegenden Annahmen bzgl. der fossilen Kraftwerke sollten plausibilisiert werden. Insbesondere sollten die Volllaststunden der Braunkohlekraftwerke im Rahmen der Modellierung auf ein methodisch besser abgesichertes bzw. realistisches Niveau gesetzt werden, welches die zunehmende Integration der Erneuerbaren in den Jahren 2022 und 2032 berücksichtigt.**

3. Ein wichtiger, bisher in der politischen Diskussion weitgehend vernachlässigter Aspekt ergibt sich aus dem impliziten Versuch der Netzbetreiber, die Ausbaupläne möglichst engpassfrei auszulegen. Begründet wird dieses Vorgehen sowohl damit, dass es die „Grundlage für ein weitestgehend freizügiges künftiges Marktgeschehen“ sei (NEP, S. 79) als auch, dass der Verzicht auf eben genannte Annahme „an anderer Stelle hohe Kosten“ verursache (NEP, S. 149). Der Netzentwicklungsplan scheint somit eine Antwort in der Debatte um nationale Positionen in Bezug auf das europäische Engpassmanagement bereits vorwegzunehmen: Hierbei handelt es sich um Marktdesignalternativen zum Engpassmanagement, deren Governance derzeit im Rahmen des Europäischen Networkcode „Capacity Allocation and Congestion Management“ kodifiziert wird. Diese Diskussion der Modelle wird im Herbst diesen Jahres an Bedeutung gewinnen, wenn die europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) ihren konsultierten Entwurf der Agentur der europäischen Energieregulatoren (ACER) vorlegen werden und zeitgleich die nationalen Regulierungsbehörden u.a. die Bundesnetzagentur, aufgefordert werden, „Gebotszonen“ zu definieren, innerhalb derer ein einheitlicher Preis gewährleistet ist. Zur Diskussion stehen der deutschlandweite Einheitspreis, die Bildung mehrerer Preiszonen sowie die Einführung eines Nodalpreissystems.

- ⇒ **Die Diskussion alternativer Marktdesigns zum Engpassmanagement sollte ergebnisoffen und ausgewogen im NEP Strom 2012 geführt werden. Sollte eine deutschlandweit einheitliche Preissetzung mit großen Leitungsüberkapazitäten („Kupferplatte“) gewünscht werden, sollte dieses explizit dargelegt werden, auch unter quantifizierten Belegen der Superiorität dieser Lösung ggü. alternativen Engpassmanagementmethoden.**

4. Die Koordinierung des deutschen Netzentwicklungsplans lässt in mehreren Belangen zu wünschen übrig. Dies ist teilweise institutionell festgeschrieben und daher im Rahmen des laufenden Konsultationsverfahrens nicht unmittelbar zu heilen, sollte aber in zukünftigen Planungsschritten berücksichtigt werden. So findet die Energiesystemplanung im NEP Strom 2012 nicht integriert statt: Technologie wird in Szenarien vorgegeben und dient der Netzausbauplanung als im Vorhinein fixierte Grundlage; dies ist zwar teilweise dem Paradigma der Strommarktliberalisierung geschuldet, steht aber einer ganzheitlichen Systembetrachtung entgegen. Des Weiteren ist dem NEP-Entwurf keine Koordinierung des grenzüberschreitenden Netzausbaus mit den Nachbarländern zu entnehmen, geschweige denn eine weiterreichende langfristige Netzausbauplanung auf europäischer Ebene. Die Integration der drei Netzstrukturen (Startnetz, Drehstromausbau und neue HGÜ-Leitungen) erscheint ohne eine präzisere Darstellung der zeitlichen Horizonte unzureichend abgestimmt; dies gilt insb. für die Koordinierung von EnLAG-Ausbauten mit den auf denselben Korridoren geplanten HGÜ-Magistralen.

- ⇒ **Im weiteren Verlauf der Bundesfachplanung sollte mehr Gewicht auf eine energiesystemweite Optimierung und die daraus folgende Priorisierung gelegt werden; diese ist auch bei der Darstellung des NEP Strom 2012 expliziter darzulegen.**

5. Unter Berücksichtigung der vorgenannten Punkte wird teilweise bereits der dynamische Aspekt der Netzausbauplanung im Rahmen des NEP Strom 2012 deutlich: Derzeit ist weder eine sachliche noch zeitliche Einordnung der ermittelten Ausbauprojekte vorgesehen. Somit stellt sich grundsätzlich die Frage danach, inwiefern die Notwendigkeit konkreter Projekte eher eine grundsätzliche oder allenfalls eine temporäre ist.

- ⇒ **In die Nachfolgeausgaben des Netzentwicklungsplans Strom bzw. soweit wie noch möglich im NEP 2012 sollte – auch für einzelne Projekte – ein Blick über die beiden derzeitigen Modelljahre hinaus erfolgen, auch um die jeweiligen Notwendigkeiten darzulegen.**

6. Der großräumige Ausbau der Höchstspannungsnetze ist eine wichtige Bedingung für die Energiewende, insb. die Integration großer Strommengen aus erneuerbaren Quellen. Die deutschlandweite Vernetzung von erneuerbaren Quellen, Speichern und Senken ist komplementär zu den Bemühungen der Bundesländer zu sehen, welche auch die dezentrale Netzintegration Erneuerbarer vorantreiben; beide Ebenen werden zur Erreichung der Ziele zum Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien benötigt.

- ⇒ **Die Weiterentwicklung des NEP Strom 2012 muss sich konsequent am Ziel des Ausbaus erneuerbarer Energieträger ausrichten; darüber hinaus**

sollten Ziele der Versorgungssicherheit sowie Kostengünstigkeit berücksichtigt werden.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	1
Inhaltsverzeichnis	5
Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	6
1 Einleitung	7
1.1 Darstellung der Methodik	8
1.2 Ergebnisse und erste Einordnung	9
2 Transparenz der Darstellung noch verbesserbar, öffentliche Bereitstellung der Daten wünschenswert	11
2.1 Nachvollziehbarkeit der Modellierung eingeschränkt	11
2.2 Jahresdauerlinien oder Wohlfahrtsbetrachtungen für wichtige Leitungen hilfreich	11
3 Die Marktmodellierung liefert bzgl. fossiler Kraftwerke unplausible Ergebnisse	13
3.1 Einleitung Marktmodell	13
3.2 Räumliche Allokation neuer Erdgaskraftwerke notwendig.....	14
3.3 Modellergebnisse zu Braunkohle unplausibel	15
4 Paradigma der Netzplanung: NEP Strom 2012 eröffnet Diskussion zu Engpassmanagement in Deutschland	19
5 Institutionelles Design und Koordinierung	23
5.1 Integrierte Systemplanung notwendig	23
5.2 Harmonisierung der Netzarchitektur in der Zeit notwendig.....	24
5.3 Besseres Verständnis und genauere Darlegung des Stromaustauschs mit Nachbarländern notwendig	25
6 Fazit	27
7 Referenzen	30
Anhang: Aktueller Stand des Networkcodes „Capacity Allocation and Congestion Management“	32

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ergebnisse des NEP	10
Abbildung 2: Aufbereitung der Ergebnisse des NEP für das Szenario B 2022.....	10

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Absoluter und relativer Zubau von Erdgaskraftwerken	14
Tabelle 2:	Volllaststunden Braunkohle für ausgewählte Szenarien	15
Tabelle 3:	Braunkohlekapazitäten nach Bundesländern und Szenarien	16
Tabelle 4:	Kraftwerke der 70er und 80er Jahre mit Inbetriebnahme Mitte der 90er im NEP	17

1 Einleitung

Mit den neu formulierten §§ 12 a–e des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) wurde die Erstellung des Netzentwicklungsplans für die deutschen Höchstspannungsleitungen in eine neue Struktur überführt, welche größere Transparenz des Prozesses, neue Beteiligungsmechanismen sowie einen stärkeren Fokus auf die Integration erneuerbarer Energien gewährleisten soll. Zwar konnten mit den beiden Netzstudien der Deutschen Energie-Agentur (dena-Netzstudien I und II) erste Erkenntnisse für den zukünftigen Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes gewonnen werden, jedoch entsprachen diese aus drei Gründen nicht den Anforderungen an eine belastbare Bundesinfrastrukturplanung: (i) Sie reflektierten nicht ausreichend die inzwischen beschlossenen längerfristigen Ziele für den Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien sowie zur Minderung der Treibhausgasemissionen, (ii) sie gingen nicht ausreichend auf die technologischen Entwicklungen im Bereich der Übertragungsnetz-Infrastruktur ein und (iii) sie genügten nicht den mit Blick auf Akzeptanz wie auch Rechtssicherheit gebotenen Anforderungen an Transparenz, Konsultation und Bürgerbeteiligung.

Entsprechend dem Energiekonzept der Bundesregierung wird für die Jahre 2020 bzw. 2050 ein Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von über 38 % bzw. 80 % vorliegen; darüber hinaus müssen Ziele der Versorgungssicherheit sowie Kostengünstigkeit berücksichtigt werden.

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber für Strom haben nach Genehmigung des entsprechenden Szenariorahmens und einer Reihe von methodischen Konsultationen erstmals einen Entwurf für einen Netzentwicklungsplan Strom 2012 (50Hertz et al. 2012b, im Folgenden abgekürzt NEP) vorgelegt, der Gegenstand eines öffentlichen Konsultationsverfahrens ist.

Die vorliegende Stellungnahme prüft anhand ausgewählter Punkte, ob der Netzentwicklungsplan Strom 2012 diese Ziele fördert bzw. welche Änderungen im Anschluss an das Konsultationsverfahren angezeigt sind bzw. welche Aspekte in den Ausgaben des Netzentwicklungsplans Strom für die Folgejahre notwendiger- bzw. sinnvollerweise näher behandelt werden sollten.

Darüber hinaus wird mit dem vorliegenden Netzentwicklungsplan auch eine allgemeine Diskussion zur zukünftigen Gestaltung des deutschen Netzausbaus und -betriebs im europäischen Kontext angestoßen, welche parallel derzeit auf europäischer Ebene im Rahmen der Framework Guidelines bzw. Networkcodes geführt wird. Da diese Diskussion im Herbst 2012 an Bedeutung gewinnen wird, halten wir es für richtig, diese jetzt zu eröffnen.

Die Stellungnahme besteht aus einer kurzen Darstellung der Vorgehensweise und wesentlichen Ergebnisse; hieran schließen sich konkrete Änderungsvorschläge bzgl. der Punkte Transparenz (Abschnitt 2), Modellierung von Markt und Erzeugung (Abschnitt 3), Netzplanungsparadigma (Abschnitt 4) sowie institutioneller Ausgestaltung (Abschnitt 5) an. Abschnitt 6 schließt.

1.1 Darstellung der Methodik

Den Hauptteil des Netzentwicklungsplans nehmen die Netzmaßnahmen aus den Szenarien ein, welche von der Bundesnetzagentur nach einem öffentlichen Konsultationsverfahren im Frühjahr 2012 beschlossen und als Grundlage des Netzentwicklungsplans vorgegeben wurden (Bundesnetzagentur 2012). Hierbei handelt es sich um Netzmaßnahmen für die Szenarien konventionell (A), Leitszenario (B) sowie ein Erneuerbaren-orientiertes Szenario (C). Das Leitszenario wird bis zum Jahr 2032 fortgeschrieben. Eine entsprechende Fortschreibung des Szenarios A sowie des besonders relevanten Szenarios C, welches eine größere Spreizung der Netzausbauszenarien impliziert hätte erfolgt – auf Basis der geltenden Rechtslage – nicht. Zwar wird im NEP 2012 argumentiert, dass sich die Netzausbaupläne nicht wesentlich unterscheiden; jedoch liegen gerade in dieser Differenzierung Informationshilfen für den gesellschaftlichen Diskurs.

Die Entwicklung der Szenarien erfolgt im Wesentlichen auf der Basis des von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmens, der im Jahr 2011 ebenfalls Gegenstand eines formellen Konsultationsverfahrens war. Einige der Grundannahmen des Szenariorahmens, auch in der genehmigten Fassung, waren und bleiben Gegenstand kontroverser Einschätzungen (Öko-Institut 2011); diese Aspekte werden in der hier vorliegenden Stellungnahme jedoch nicht noch einmal thematisiert.

Bevor der NEP Strom 2012 auf die konkreten Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen eingeht, erfolgt eine Darstellung der Methodik des Netzentwicklungsplans.

Das Vorgehen im Rahmen des NEP lässt sich in drei Schritte unterteilen.

- Erstens werden die Annahmen über Umfang und räumliche Verteilung von Last und Erzeugung mit Hilfe der im Frühjahr 2012 festgelegten Szenarien (Bundesnetzagentur 2012) beschrieben;
- diese Szenarien finden Eingang in ein so genanntes Marktmodell. Im Rahmen dieses Marktmodells werden für gegebene, stundenscharfe Werte der Stromnachfrage die daraus resultierenden Kraftwerkseinsätze berechnet. Hierbei ist es Aufgabe des Marktmodells, das Strommarktdesign und die technischen wie wirtschaftlichen Eigenschaften der betrachteten Kraftwerke abzubilden. Als Ergebnis des Marktmodells liegen dann zusätzlich zu den räumlich aufgelösten Werten der Stromnachfrage die den Netzknoten zuordenbaren Einspeisungen der Kraftwerke vor;
- diese Datenpaare werden nun verwendet, um ein technisches Netzmodell zu beaufschlagen und sowohl den Transportbedarf als auch die sich einstellenden Lastflüsse zu berechnen. Hierbei werden jedoch nicht alle errechneten 8760 Stunden eines Jahres angesetzt, sondern nur bestimmte „auslegungsrelevante Netznutzungsfälle“, die im Begleitdokument „Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes“ (50Hertz et al. 2012a) erläutert werden;

- darauf aufbauend wird in einem iterativen Prozess ein „Zielnetz“ ermittelt. Dieser iterative Prozess sieht vor, dass drei Kriterien erfüllt sein müssen. Einerseits muss der Leistungsfluss realisierbar sein. Dies bedeutet, dass die vorhandenen Betriebsmittel technisch und auch unter Berücksichtigung so genannter „Netzschwächungen“, d.h. dem Ausfall von Betriebsmitteln in der Lage sein müssen, die durch den jeweiligen Netznutzungsfall implizierte Transportaufgabe zu erfüllen. Weiterhin muss das Netz eine hinreichende Kurzschlussfestigkeit aufweisen, d.h. in der Lage sein, auftretende Kurzschlüsse (kurzfristig) speisen zu können. Schließlich sind die dynamischen Vorgänge im Netz insbesondere nach Fehlerklärungen auslegungsrelevant. Wenn diese Kriterien nicht erfüllt sind, so wird zunächst durch Netzoptimierungsmaßnahmen (z.B. Leiterseiltemperaturmonitoring) versucht, das Zielnetz so zu verändern, dass die Kriterien eingehalten werden. Hilft dies nicht, so wird in einem nächsten Schritt geprüft, ob das Problem durch Netzverstärkung gelöst werden kann: dies sind Maßnahmen, die noch ohne den Neubau von Leitungen oder Anlagen auskommen. Erst als letzte Maßnahme ist der Neubau von Anlagen vorgesehen. Dieses Vorgehen wird auch als NOVA-Konzept (**N**etz **o**ptimieren, **v**erstärken, **a**usbauen) bezeichnet.

1.2 Ergebnisse und erste Einordnung

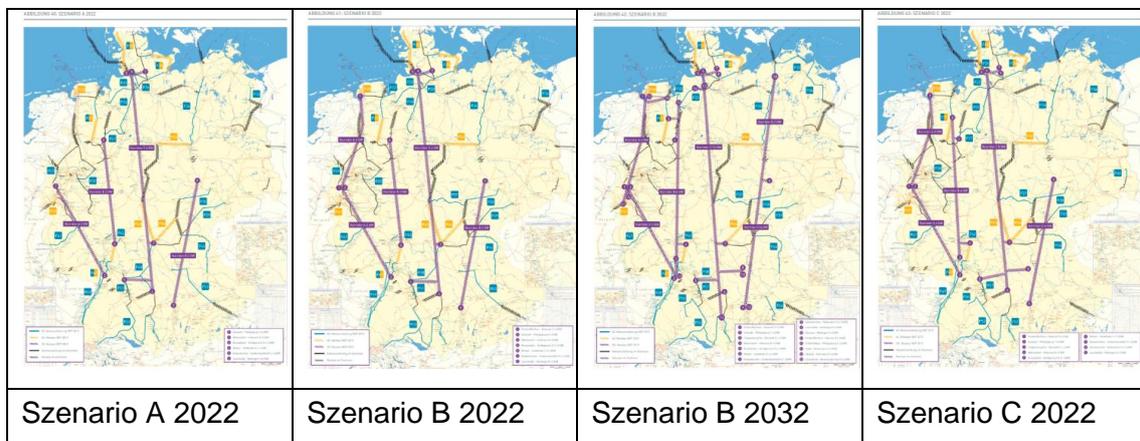
Der Netzausbaubedarf wird für das Jahr 2022 für die drei Szenarien des Szenariorahmens (A, B, C) ermittelt; darüber hinaus lediglich für das mittlere Szenario B auch für das Jahr 2032. Aus Abbildung 1 ist ersichtlich, dass sich die vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen in allen Szenarien weitgehend gleichen und sich lediglich um einige Leistungswerte unterscheiden; dies gilt insb. für die in Nord-Süd-Richtung geplanten HGÜ-Leitungen. Dieser geringe Grad an Differenzierung ist vor dem Hintergrund, dass die Szenarienbildung einer stärkeren Abgrenzung von Entwicklungspfaden dienlich sein sollte, als große Einschränkung zu beurteilen.

Die Ausbaumaßnahmen lassen sich entlang der zeitlichen und der elektrotechnischen Perspektive unterscheiden (s. Abbildung 2):

- Das sogenannte „Startnetz“ orientiert sich an dem bestehenden Ist-Netz, den 2009 festgelegten Maßnahmen des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG), den bereits in der Umsetzung befindlichen Netzausbaumaßnahmen sowie weiteren, bereits von der Bundesnetzagentur genehmigten Investitionsvorhaben. Bezüglich des Startnetzes gibt es keine Überraschungen, werden dort doch lediglich bereits bekannte und bis ca. 2015 umgesetzte Trassen erwähnt. Hierfür wird ein Leitungsausbau in bestehende und neue Trassen von jeweils rd. 1.000 km vorgesehen; zudem sind Stromkreisauflagen auf bestehenden Gestängen von etwa 400 km vorgesehen. Die Investitionen für die Netzmaßnahmen des Startnetzes belaufen sich auf rd. 7 Mrd. €. (NEP, S. 95). Schröder et al. (2012) haben gezeigt, dass der Ausbau dieser Leitungen wesentlich weiter fortgeschritten ist, als es in der öffentlichen Diskussion reflektiert wird; dennoch dürfte sich die Vollendung des „Startnetzes“ bis zum Ende des laufenden Jahrzehnts hinziehen;

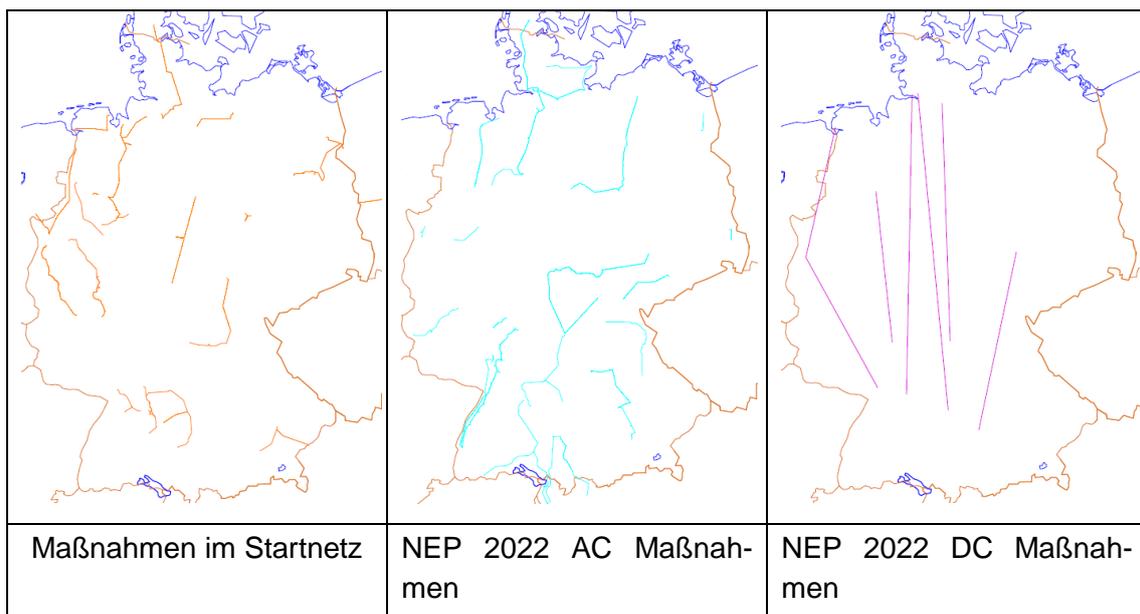
- die weiteren Entwicklungsmaßnahmen im Drehstromnetz schließen sich inhaltlich an das Startnetz an und ergänzen dieses insb. auch durch Verstärkung von innerdeutschen Ost-West-Verbindungen (s. Abbildung 2, mitte). Die Durchführung dieser Maßnahmen dürfte bis Mitte des nächsten Jahrzehnts zu veranschlagen sein;
- dagegen findet mit den HGÜ-Korridoren ein qualitativ neues Konzept Eingang in die Netzplanung, deren Interaktion mit dem Drehstromnetz eine große Herausforderung darstellt (s. Abbildung 2, rechts). Im Szenario B 2022 werden insgesamt 10 GW an Nord-Süd-HGÜ-Verbindungen vorgesehen; diese nehmen in Szenario B 2032 nochmals auf 28 GW zu.

Abbildung 1: Ergebnisse des NEP



Quelle: Übernommen aus NEP Strom 2012 (S. 105 ff.).

Abbildung 2: Aufbereitung der Ergebnisse des NEP für das Szenario B 2022



Quelle: NEP Strom 2012.

2 Transparenz der Darstellung noch verbesserbar, öffentliche Bereitstellung der Daten wünschenswert

2.1 Nachvollziehbarkeit der Modellierung eingeschränkt

Obwohl sich der Netzentwicklungsplan durch eine erhöhte Transparenz auszeichnet, bleiben dennoch einige Aspekte unklar. Dies betrifft insbesondere das Marktmodell:

- Es ist nicht eindeutig erkennbar, wie Grenzkosten, insbesondere von Braunkohlekraftwerken modelliert worden sind.
- Die regionalen Aufschläge auf die Grenzkosten durch das Transportmodell (Steinkohle) wie im NEP (S. 47) beschrieben sind nicht quantifiziert.
- Aus den Aussagen über Revisionen von Kraftwerken (NEP, S. 49) wird nicht ersichtlich, ob eine durchschnittliche jährliche Verfügbarkeit angenommen wird oder monatliche Daten zugrunde gelegt werden.
- Die zwischen den Marktgebieten zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten (NEP, S. 46) werden nicht quantifiziert.
- Bezüglich des europäischen Auslands, d.h. der dortigen Kraftwerke, sind die Aussagen diffus und es ist nicht erkennbar, was exakt modelliert worden ist (NEP, S. 48).
- Stundenscharfe Zeitreihen, sowohl in Bezug auf Kraftwerkseinsätze als auch Austausch mit dem Ausland liegen nicht vor, lediglich aggregierte Daten.

Neben dem Marktmodell selbst betreffen die Aspekte jedoch auch die darauf aufbauende Netzmodellierung. Es wird zwar prinzipiell beschrieben, dass „relevante“ Netznutzungsfälle ausgewählt werden, es wird jedoch nicht spezifiziert, welche dies konkret sind.

Auch bezogen auf die Stabilitätsrechnungen werden zwar detaillierte Angaben über den Prozess gemacht, die konkret gerechneten Situationen, etwa die „auslegungsrelevanten Mehrfachausfälle“ werden aber nicht explizit aufgeführt. Dies wäre jedoch im Sinne einer besseren Verständlichkeit, Nachvollziehbarkeit und Einordnung der Annahmen und Ergebnisse.

2.2 Jahresdauerlinien oder Wohlfahrtsbetrachtungen für wichtige Leitungen hilfreich

Der NEP liefert zwar insbesondere im Vergleich zu älteren Studien interessante Informationen über den Planungsprozess, die Ergebnisse sind jedoch nur rudimentär nachvollziehbar. Für die HGÜ-Korridore sind zwar im Rahmen der Sensitivitätsrechnungen zur Lastreduktion Jahresdauerlinien angegeben, für andere Leitungen ist dies jedoch nicht der Fall. In Bezug auf die Jahresdauerlinien der HGÜ-Verbindungen ist allerdings zu berücksichtigen, dass es sich bei diesen um steuerbare Übertragungselemente handelt, deren Übertragungsleistung durch den Systemführer einstellbar ist. In einer ersten Abschätzung dürfte, wenn es eine Substituierbarkeit zwischen AC- und DC-Übertragung gibt, es aufgrund des – gegenüber einer 380-kV-AC-Leitung – geringeren

Verlustenergiebedarfs einer angenommenen bipolaren 400-kV-DC-Übertragung Sinn machen, die HGÜ-Leitung auf möglichst hoher Leistung zu betreiben.

Es ist zwar klar, dass sich der jeweilige Beitrag zu Versorgungssicherheit und räumlich-wirtschaftlichem Ausgleich nicht klar auseinander dividieren lässt, jedoch wäre zumindest in erster Näherung zur Darstellung der Transportaufgabe eine entsprechende Kenngröße hilfreich. Möglichkeiten wären etwa Jahresdauerlinien auch für AC-Leitungen oder Wohlfahrtsbetrachtungen bei Fehlen der entsprechenden Leitung.

Ebenso ist der Beitrag zur Systemsicherheit einzelner Leitungen überhaupt nicht abschätzbar. Auch wenn das (n-1)-Kriterium nicht erfordert, die Eintrittswahrscheinlichkeit bestimmter Fehler zu quantifizieren so würde sich dadurch jedoch eine Möglichkeit ergeben, die zeitanteilige Reduktion der Versorgungssicherheit durch Fehlen der Leitung messbar zu machen.

- ⇒ **In der nächsten Version des NEP Strom 2012 sollten die bei der Modellierung verwendeten Inputdaten, die Gleichungssysteme sowie die Outputdaten in einem technischen Anhang mit veröffentlicht werden („open grid model and data“).**

3 Die Marktmodellierung liefert bzgl. fossiler Kraftwerke unplausible Ergebnisse

3.1 Einleitung Marktmodell

Das Marktmodell hat die Aufgabe, aus räumlich zugeordneten Kraftwerkskapazitäten und vorgegebenen Strombedarfen den stundenscharfen Kraftwerkseinsatz zu berechnen. Ziel ist es, die für die Netzberechnung erforderlichen Einspeisedaten der Kraftwerke zu ermitteln.

Den ersten Schritt stellt daher die Regionalisierung der Erzeugungskomponente der im Frühjahr 2012 festgelegten Szenarien (Bundesnetzagentur 2012) dar. Diese erfolgt mittels Annahmen über die Abschaltung und den Neubau bestimmter Kraftwerke; die Ergebnisse sind in der Kraftwerksliste des NEP (50Hertz et al. 2012c) dokumentiert. Die Art und Weise der Regionalisierung im NEP hat erheblichen Einfluss auf die Integration von fossil befeuerten Kraftwerken, insb. Erdgas und Braunkohle, auf die wir in den Abschnitten 3.2 und 3.3 eingehen.

Der nächste Schritt ist die Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes. Dieser ergibt sich aus der Modellierung der technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften der Kraftwerke und der Stromnachfrage. Das Stromnetz spielt in der verwendeten Modellierung keine Rolle, lediglich Austauschkapazitäten mit dem benachbarten Ausland werden berücksichtigt. Grundsätzlich ist dieser Ansatz gerechtfertigt, da er das aktuelle Marktdesign in Kontinentaleuropa widerspiegelt. Bezüglich des grenzüberschreitenden Austauschs ist jedoch anzumerken, dass weder die entsprechenden Übertragungskapazitäten noch die konkrete Modellierung des Auslands im NEP dargelegt werden. Auch die Modellierung der technisch-wirtschaftlichen Eigenschaften der Kraftwerke ist nicht transparent und wirft insbesondere hinsichtlich der Braunkohle Fragen auf, die wir in Abschnitt 3.3 diskutieren. Weiterhin führt die direkte Überführung der Modellergebnisse in die Netzplanung ohne die Möglichkeit einer marktseitigen Anpassung zu einem engpassfreien Ausbaupfad des Höchstspannungsnetzes. Auf diesen Punkt wird im Rahmen der Diskussion um mögliche Alternativen beim Engpassmanagement in Abschnitt 4 näher eingegangen.

Neben den hier und in Abschnitt 2 genannten Punkten zum Marktmodell ist weiterhin kritisch anzumerken, dass es sich systematisch um unelastische Nachfragebedarfe handelt, d.h. dass eventuell steigende Preise und Maßnahmen zur Aktivierung der Endkunden keinen Einfluss auf das Nachfrageverhalten haben. Des Weiteren wird auch die Möglichkeit der Laststeuerung nicht berücksichtigt, wodurch die zu bedienende Höchstlast als Maßstab für die zu leistende Stromversorgung angenommen wird. Dies ist insbesondere in Bezug auf das Jahr 2032, in dem man von einer wesentlich flexibleren Verbrauchsstruktur ausgehen kann, kritisch zu beurteilen. Gliederungspunkt 6.4 des NEP enthält zwar Sensitivitäten bei reduzierter Verbrauchslast, jedoch ist die Übertragung dieser Sensitivitäten auf die Netzszenarien nur indirekt und relativ konsequenzlos durchgeführt worden. Die Relevanz von Speichertechnologien für den Infra-

strukturausbau wird mit Verweis auf den Zeithorizont des NEP in wesentlichen Teilen verworfen, was teilweise als belastbare Annahme angesehen werden kann („Power to gas“-Systeme), jedoch mit Blick auf andere Speichersysteme und -optionen (Druckluft- und Batteriespeicher, europäisches Ausland) und die dort beobachtbaren Innovations- und Investitionsdynamiken durchaus diskutierbar ist.

3.2 Räumliche Allokation neuer Erdgaskraftwerke notwendig

Aufgrund kurzer Anfahrzeiten und hoher Flexibilität im Betrieb werden in Zukunft vor allem Erdgaskraftwerke als Ergänzung zu Strom aus Erneuerbaren benötigt. Diesbezüglich halten wir die Annahmen für Erdgaskraftwerke im NEP Strom 2012 aufgrund der fehlenden regionalen Fokussierung für anpassungsbedürftig. Insbesondere setzt der NEP Strom 2012 keinen eindeutigen Schwerpunkt in Süddeutschland, wo aufgrund des Ausstiegs aus der Kernkraft der höchste Bedarf an flexiblen Erdgaskraftwerken besteht. Die Datenzusammenstellung in Tabelle 1 verdeutlicht beispielsweise, dass für das Land Brandenburg, welches bereits jetzt einen großen Produktionsüberschuss hat, hohe Zubauten angenommen werden. Dieser Ansatz ist vor allem der Ersatzphilosophie geschuldet, die bereits im genehmigten Szenariorahmen für den NEP festgeschrieben (und auch bereits im Konsultationsverfahren für den Szenariorahmen kritisiert) wurde, verdeutlicht aber noch einmal die Rolle spezifischer Sensitivitätsanalysen. Diese würden einen direkten Beitrag für die Diskussion um regionale Investitionssignale, wie etwa eine G-Komponente, Preiszonen oder entsprechende Kapazitätsmechanismen darstellen. In diesem Kontext sollte dann auch geprüft werden, ob sich ein entlastender Einfluss auf den Netzausbau ergibt.

Tabelle 1: Absoluter und relativer Zubau von Erdgaskraftwerken

Leistung in [MW] / Veränderung in [%]	Ende 2012		A 2022		B 2022		B 2032		C 2022	
	P _{inst} [MW]	P _{inst} [MW]	+P [%]	P _{inst} [MW]	+P [%]	P _{inst} [MW]	+P [%]	P _{inst} [MW]	+P [%]	
Baden-Württemberg	1.010	1.150	13,90%	1.950	93,10%	2.411	138,80%	1.950	93,10%	
Bayern	4.176	4.290	2,70%	5.140	23,10%	5.896	41,20%	5.140	23,10%	
Berlin	1.121	976	-13,00%	1.551	38,30%	1.551	38,30%	1.551	38,30%	
Brandenburg	857	876	2,20%	2.080	142,70%	3.322	287,60%	2.080	142,70%	
Bremen	418	615	47,10%	615	47,10%	615	47,10%	615	47,10%	
Hamburg	127	129	1,60%	129	1,60%	129	1,60%	129	1,60%	
Hessen	1.277	1.124	-12,00%	1.124	-12,00%	2.764	116,50%	1.124	-12,00%	
Mecklenburg-Vorpommern	275	275	0,00%	275	0,00%	1.595	480,00%	275	0,00%	
Niedersachsen	3.148	3.755	19,30%	4.155	32,00%	4.124	31,00%	4.155	32,00%	
Nordrhein-Westfalen	9.143	8.111	-11,30%	9.394	2,80%	11.894	30,10%	9.394	2,80%	
Reinland-Pfalz	1.788	1.748	-2,20%	1.748	-2,20%	1.748	-2,20%	1.748	-2,20%	
Saarland	166	177	6,60%	667	301,80%	667	301,80%	667	301,80%	
Sachsen	600	499	-16,80%	499	-16,80%	499	-16,80%	499	-16,80%	
Sachsen-Anhalt	690	921	33,50%	921	33,50%	1.831	165,30%	921	33,50%	
Schleswig Holstein	32	38	19,70%	646	1919,70%	646	1919,70%	646	1919,70%	
Thüringen	397	415	4,50%	415	4,50%	415	4,50%	415	4,50%	

Quelle: Kraftwerkliste NEP (50Hertz et al. 2012 c), Daten für Ende 2012 eigene Berechnungen.

3.3 Modellergebnisse zu Braunkohle unplausibel

Die der Netzplanung zugrundeliegenden Ergebnisse bzgl. des Energieträgers Braunkohle sind überwiegend unplausibel; insbesondere wird von einem erheblichen Zuwachs an Volllaststunden sowie – implizit – von weiteren Neubauten von Braunkohlekraftwerken ausgegangen. Aufgrund des „bedarfsgerechten Planungsansatzes“ im NEP Strom 2012, welcher die Abregelung von Braunkohlekapazitäten nicht vorsieht, wird dadurch der Netzausbaubedarf erheblich geprägt. Im Folgenden wird daher auf einige wesentliche Aspekte im Detail eingegangen.

3.3.1 Unplausible Werte für Volllaststunden

Der NEP Strom 2012 legt dem Netzausbau unplausible und überhöhte Volllaststunden der Braunkohlekraftwerke zugrunde. Die historische Verfügbarkeit von Braunkohlekraftwerken lag in den letzten Jahren in Deutschland unterhalb von 7.000 Volllaststunden. Die gesamtdeutschen Volllaststunden gehen im NEP mit maximal 8.000 h für Braunkohle in den Szenarien A 2022 und B 2022 schon deutlich über diesen Wert hinaus (NEP, S. 65). Eine genauere Analyse der jährlichen Stromerzeugung in den einzelnen Bundesländern (NEP, S. 54 ff.) und der in den Bundesländern installierten Kraftwerksleistungen (NEP Kraftwerkliste, 50Hertz et al. 2012c) ergibt jedoch Werte, die noch weiter über den für 2022 zu erwartenden Volllaststunden liegen (oberhalb von 7.500 h in allen Regionen). Des Weiteren beobachtet man eine Diskrepanz der Volllaststunden von Braunkohlekraftwerken in Nordrhein-Westfalen und in den neuen Bundesländern. Während die Kraftwerke in Nordrhein-Westfalen Werte um 7.500 h aufweisen, liegen die Werte in Sachsen, Sachsen-Anhalt und Brandenburg bei 8.000–8.557 Volllaststunden pro Jahr. Diese Werte können rein technisch nicht erklärt werden, da alleine die Notwendigkeit von Revisionen dagegen spricht.

Table 2: Volllaststunden von Braunkohlekraftwerken in ausgewählten Szenarien

Bundesland	A 2022		B 2022	
	Volllaststunden	Rundungsfehler	Volllaststunden	Rundungsfehler
Nordrhein-Westfalen	7.461	+/-5	7.597	+/-6
Sachsen-Anhalt	8.000	+/-31	8.417	+/-49
Sachsen	8.557	+/-25	8.557	+/-25
Brandenburg	8.338	+/-7	8.311	+/-7

Quelle: Kraftwerkliste NEP (50Hertz et al. 2012c), NEP (S. 54 ff.), eigene Berechnungen.

3.3.2 Unplausible Werte für Leistung von Braunkohlekraftwerken in den neuen Bundesländern

Der Ende 2011 definierte Szenariorahmen des NEP beinhaltet auch Kapazitätsvorgaben für Braunkohlekraftwerke. Diese sind mit 21,2 GW (A 2022), 18,5 GW (B 2022 und C 2022) und 13,8 GW (B 2032) festgehalten. Im Rahmen der darauf folgenden Regionalisierung wurden die Inputdaten der Erzeugungskapazitäten für das Markt- und das Netzmodell erstellt. Die in Tabelle 3 dargestellten Ergebnisse verdeutlichen, dass der Rückgang der Braunkohlekapazitäten ausschließlich in Nordrhein-Westfalen angenommen wird. Die konstanten 10.061 MW an Braunkohlekapazitäten in der 50Hertz-Regelzone (Fortschreibung heutiger Stand) sind unplausibel.¹

Durch Angabe des Jahres der Nachrüstung als Jahr der Inbetriebnahme wird ein falscher Eindruck der Stabilität bei den regionalisierten Szenarien erweckt. Die Kraftwerke Jänschwalde und Boxberg (Block N&P) werden in der Kraftwerksliste des NEP (50Hertz et al. 2012c) dabei ohne Begründung um 7 bis 17 Jahre „verjüngt“ (Tabelle 4). Im NEP wird eine technische Lebensdauer von 50 Jahren für Braunkohlekraftwerke angenommen. Damit erreichen Kraftwerke, die in den 70ern und frühen 80ern in Betrieb gegangen sind, das Ende ihrer technischen Lebensdauer vor 2032.

Tabelle 3: Braunkohlekapazitäten nach Bundesländern und Szenarien²

Leistung in [MW]	Ende 2012	A 2022	B 2022	C 2022	B 2032
Nordrhein-Westfalen	11.378	10.208	8.108	8.108	3.462
Summe Amprion	11.378	10.208	8.108	8.108	3.462

¹ Besonders eklatant ist der Zusammenhang zwischen dem geplanten Netzausbau und dem Neubau von Braunkohlekraftwerken in der Lausitz und dem mitteldeutschem Revier, welcher aufzeigt, dass so Strom nach Süddeutschland exportiert werden soll. Der auf die Bundesländer umgelegte Szenariorahmen sieht offensichtlich den Bau eines neuen Braunkohlekraftwerks in Brandenburg und in Sachsen-Anhalt vor: i) In Brandenburg verbleibt die Kapazität der Braunkohlekraftwerke im Szenario B 2032 bei konstanten 7,1 GW (NEP, S. 42), obwohl das erst aus den 1970ern stammende Kraftwerk Jänschwalde Anfang der 2020er geschlossen wird; ii) in Sachsen ist sogar eine Steigerung der Braunkohlekapazität bis 2032 vorgesehen (auf 2,0 GW, NEP, S. 42), obwohl in der Region auch hier ein altes Braunkohlekraftwerk innerhalb der nächsten 15 Jahre geschlossen wird. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass in den neuen Bundesländern schon länger Überkapazitäten bzgl. der Erzeugung aus Braunkohle existieren: Infolge der deutschen Vereinigung kam es dort zu einem deutlichen Rückgang der Stromnachfrage. Aus diversen Gründen wurden dennoch die regionalen Überkapazitäten in der Stromerzeugung durch Neubauten von Braunkohlekraftwerken aufrechterhalten (Matthes 2010).

² Das Kraftwerk Boxberg (4 Blöcke / 2.476 MW) wird in der Kraftwerksliste des NEP (50Hertz et al. 2012c) dem Bundesland Brandenburg zugeordnet. Obwohl es in Wirklichkeit in Sachsen liegt wurde es im Rahmen der Vergleichbarkeit auch in dieser Stellungnahme Brandenburg zugerechnet.

Hessen	33	33	33	33	33
Niedersachsen	352	352	352	352	352
Summe TenneT	385	385	385	385	385
Brandenburg	7.063	7.063	7.063	7.063	7.063
Sachsen	1.940	1.940	1.940	1.940	1.940
Sachsen-Anhalt	998	1.600	998	998	998
Thüringen	60	60	60	60	60
Summe 50Hertz	10.061	10.663	10.061	10.061	10.061

Quelle: Kraftwerksliste NEP (50Hertz et al. 2012c), Daten für Ende 2012 eigene Berechnungen.

Tabelle 4: Kraftwerke mit einer tatsächlichen Inbetriebnahme in den 70er und 80er Jahren, die im NEP mit einer Inbetriebnahme Mitte der 90er ausgewiesen werden

Kraftwerk	Bundesland	Leistung [MW]	Inbetrieb- nahme	Werte im NEP	Ende +50 Jahre	NEP
Jänschwalde Block A	BB	490	1981	1996	2031	2046
Jänschwalde Block B	BB	490	1982	1995	2032	2045
Jänschwalde Block C	BB	490	1984	1996	2034	2046
Jänschwalde Block D	BB	490	1985	1996	2035	2046
Jänschwalde Block E	BB	490	1987	1994	2037	2044
Jänschwalde Block F	BB	490	1989	1996	2039	2046
Boxberg Block N	BB	489	1978	1995	2028	2045
Boxberg Block P	BB	489	1979	1995	2029	2045
Summe:		3.918				

Quelle: Kraftwerksliste NEP (50Hertz et al. 2012c), Vattenfall (2012), eigene Berechnungen.

Die beiden Kraftwerke Jänschwalde und Boxberg (Block N&P) wurden nach der deutschen Vereinigung mit Umweltschutztechnik nachgerüstet und für den Weiterbetrieb ertüchtigt (Vattenfall 2012), wobei die Kraftwerksausrüstung selbst aus den 70er Jahren stammt. Von daher ist davon auszugehen, dass die in Tabelle 4 aufgeführten Blöcke bei 50 Jahren technischer Laufzeit vor/um 2032 stillgelegt werden. Wenn 3.918 MW (oder 38,9 %) der Braunkohlekapazitäten in der 50Hertz-Regelzone bereits vor oder im Zeitraum um 2032 stillgelegt werden hat dies Einfluss auf den Netzausbaubedarf. Die Kapazität entspricht ungefähr dem Transportvolumen von zwei bis drei 380-kV-Leitungen oder einer DC-Leitung mit 4 GW Leistung.

Inwieweit sich der Rückgang der Braunkohlekapazitäten auf den Bedarf an Leitungsbauten auswirkt, kann aufgrund der fehlenden Sensitivitätsrechnung im NEP nicht

konkretisiert werden. Die zweifelhaften Annahmen über die verbleibende Laufzeit einzelner Kraftwerke sind dem wichtigen Gesamtvorhaben des NEP jedoch nicht dienlich.

Über 2032 hinaus ist mit der Transformation des Energiesystems und der damit verbundenen voranschreitenden Dekarbonisierung der Stromerzeugung die Verfeuerung von Braunkohle (ohne Carbon Capture Transport and Storage) zeitlich limitiert. Ein Auslaufen der Braunkohleverstromung in Deutschland ist daher im Zeitraum 2030–2050 realistisch. Der damit einhergehende Umbruch in der regionalen Erzeugungsstruktur beginnt im Szenariorahmen des NEP bereits bis 2032, mit der Stilllegung von 4.586 MW an Braunkohlekraftwerken in Nordrhein-Westfalen (5 Blöcke in Neurath und je 2 in Weißweiler und Niederaußem). Die regionalen und strukturellen Umbrüche der Stromerzeugung mit der Stilllegung der restlichen 13,9 GW an Braunkohlekraftwerken in den folgenden zwei Jahrzehnten werden, durch die Limitierung des NEP auf 2032 und die „Verjüngung“ von 3,9 GW in der Lausitz, außer Acht gelassen.

3.3.3 Annahmen legen Überauslegung von Netz nahe

Unter der Annahme, dass die Braunkohleverstromung geringere variable Kosten als der Betrieb von Steinkohle- und Gaskraftwerken hat, stellt sich bereits 2022 in zunehmender Anzahl von Stunden pro Jahr ein Marktergebnis mit ausschließlich Erneuerbaren, Must-run-Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung und Braunkohlekraftwerken ein. Im NEP müssten solche Marktsituationen als sogenannte „relevante Nutzungsfälle“ aus dem Marktmodell folgen und als Grundlage der Netzplanung in das technische Netzmodell eingehen. Die Netzplanung im NEP wird damit mit steigendem Anteil erneuerbarer Erzeugung im zunehmenden Maße von der regionalen Verteilung von Braunkohlekraftwerken getrieben.

Vor diesem Hintergrund ergibt sich bei den Annahmen zur Marktintegration der Braunkohle, zu ihrer verbleibenden Laufzeit und zu den technischen Parametern noch erheblicher Nachbesserungsbedarf im NEP. Es ist naheliegend, dass eine bessere Netzintegration der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten zusätzlichen Netzausbau notwendig macht. Die Bestimmung der relevanten Projekte sollte jedoch durch die Integration von Erneuerbaren begründet sein. In der jetzigen Fassung des NEP liegt der Schluss nahe, dass ein gewisser Teil der Maßnahmen durch die Annahmen zu Braunkohleerzeugung in Ostdeutschland sowie durch deren vollständige Marktintegration motiviert sind. Konkret sollte der Netzausbau von den Braunkohleregionen in Sachsen und Brandenburg in die Verbrauchszentren in Hessen und Bayern einer gesonderten Sensitivitätsanalyse unterzogen werden.

- ⇒ **Die den Netzberechnungen zugrundeliegenden Annahmen bzgl. der fossilen Kraftwerke sollten plausibilisiert werden. Insbesondere sollten die Volllaststunden der Braunkohlekraftwerke im Rahmen der Modellierung auf ein methodisch besser abgesichertes bzw. realistisches Niveau gesetzt werden, welches die zunehmende Integration der Erneuerbaren in den Jahren 2022 und 2032 berücksichtigt.**

4 Paradigma der Netzplanung: NEP Strom 2012 eröffnet Diskussion zu Engpassmanagement in Deutschland

Ein wichtiger, bisher in der politischen Diskussion weitgehend vernachlässigter Aspekt ergibt sich aus dem impliziten Versuch der Netzbetreiber, die Ausbaupläne möglichst engpassfrei auszulegen. Begründet wird dieses Vorgehen sowohl damit, dass dieses die „Grundlage für ein weitestgehend freizügiges künftiges Marktgeschehen“ sei (NEP, S. 79) als auch, dass der Verzicht auf eben genannte Annahme „an anderer Stelle hohe Kosten“ verursache (NEP, S. 149).

Der Netzentwicklungsplan scheint somit eine wichtige Antwort in der Debatte um nationale Positionen in Bezug auf das europäische Engpassmanagement bereits vorzunehmen: Hierbei handelt es sich um Marktdesignalternativen zum Engpassmanagement, welche derzeit im Rahmen des Europäischen Networkcode „Capacity Allocation and Congestion Management“ (ENTSO-E 2012b; siehe auch Anhang) kodifiziert werden. Diese Diskussion wird im Herbst diesen Jahres an Bedeutung gewinnen, wenn die europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) ihren konsultierten Entwurf der Agentur der europäischen Energieregulatoren (ACER) vorlegen werden.

Die Planung im NEP wird unter der Annahme durchgeführt, dass kein „Redispatch“ stattfindet, d.h. dass das Netz derart großzügig ausgelegt ist, dass alle im Rahmen der Marktsimulation in einem engpassfreien Netz ermittelten Kraftwerkseinsätze durchführbar sind. Dies zeigt sich daran, dass hauptsächlich starke Nord-Süd-Verbindungen vorgeschlagen werden. Mit dieser Strategie einer nationalen Kupferplatte (siehe Kasten) wird vermieden, dass der deutsche Strommarkt räumlich differenzierte Preissignale für Überangebot und Knappheit, insbesondere bezüglich konventioneller Kraftwerkskapazitäten geben könnte. Begründet wird dieser Planungsgrundsatz wie o.g. mit Verweis auf ein möglichst freizügiges Marktgeschehen. Diese Position muss jedoch als politische Haltung verstanden werden, die bereits in der Vergangenheit gegen internationale Kritik verteidigt werden musste, etwa in einem von der Bundesnetzagentur beauftragten Gutachten (Frontier Economics und Consentec 2011): Die Forderung nach der Zerlegung der deutschen Einheitspreiszone sei ungerechtfertigt, da keine Engpässe innerhalb des deutschen Netzes existierten.

Ein jüngeres Beispiel einer solchen Kritik stellt die Debatte mit den Netzbetreibern unserer östlichen Nachbarstaaten um sogenannte Ringflüsse dar: Derzeit erzeugen starke, in Deutschland insbesondere durch die Windstromerzeugung im Norden und die Lastkonzentration im Süden verursachte Lastflüsse externe Effekte auf die Lastflusssituation in den Netzen der umliegenden Länder. Da Marktteilnehmer innerhalb Deutschlands die räumliche Verteilung ihrer Erzeugung erst kurzfristig den Netzbetreibern mitteilen müssen und flexibel ändern können, liegen den Netzbetreibern entsprechende Informationen auch erst verspätet vor, sodass der Abgleich mit Nachbarländern erschwert wird. Die Übertragungsnetzbetreiber Polens, der Slowakei, Tschechiens und Ungarns fordern in einer Studie, das deutsche Strommarktdesign durch Aufteilung in Teilmärkte so zu ändern, dass dieses die physikalischen Realitäten besser widerspiegele (ČEPS et al. 2012). Dies zeigt auf, dass der Betrieb von Stromübertragungsnet-

zen kein allein nationales Thema ist, sondern Interessenskonflikte existieren und dass es einen Zusammenhang zwischen Strommarktdesign und Netzausbau gibt: Die externen Effekte des Netzbetriebs sind umso größer, je weniger die physikalische Realität mit dem Marktmodell „Kupferplatte“ übereinstimmt.³

Kasten: Kupferplatte, Market splitting, Nodal pricing

Wann ein Kraftwerk läuft und wann nicht wird in liberalisierten Systemen durch den Strommarkt beeinflusst. Vereinfacht lässt sich sagen, dass bestimmte Kraftwerke dann laufen, wenn ihre Produktionskosten niedriger als der Preis am Strommarkt sind, denn dann erzielt der Betreiber einen Gewinn. Die Frage ist jedoch, wie dieser Strommarkt ausgestaltet ist: Damit der Markt die physische Realität korrekt widerspiegelt, muss das Netz, welches die Kraftwerke verbindet und somit den Wettbewerb und den Markt ermöglicht, über ausreichende Übertragungskapazität verfügen, d.h. frei von Engpässen sein. Ist dies nicht der Fall, ist der über den Markt ermittelte Kraftwerkseinsatz physikalisch unmöglich: der Übertragungsnetzbetreiber muss dann kurzfristig die Fahrpläne der betroffenen Kraftwerke ändern (man spricht hier auch von Redispatch), so dass das Netz weiterhin sicher betrieben werden kann. Dies ist mit erhöhten Produktionskosten verbunden und macht deutlich, dass es eine Rolle spielt wie, bzw. wo ein Markt definiert ist. Dabei gilt grundsätzlich, dass ein Marktdesign ein umso stärker ausgebautes Netz erfordert je größer das Marktgebiet ist. Dabei kann zwischen drei technisch-institutionellen Lösungen unterschieden werden (vgl. zu der Diskussion u.a. Neuhoff et al. 2011, Weber et al. 2010, Frontier Economics und Consentec 2011):

- 1) Unter einer (nationalen) „Kupferplatte“ versteht man den Fall, dass auf Großhandelsebene in Deutschland immer derselbe Preis herrscht. Damit der Strommarkt hier sinnvoll Wirkung entfalten kann muss das Netz so stark ausgebaut sein, dass es nur selten zu teurem Redispatch kommt.
- 2) Unter einem market splitting versteht man die Zerlegung eines (ursprünglich) größeren Marktgebietes in mehrere kleinere Teilmärkte, die jeweils in sich engpassfrei sein sollten (wenn dies nicht der Fall ist, ist innerhalb dieser Teilmärkte Redispatch erforderlich). Die Teilnehmer jedes Teilmarktes (auch: „Gebotszone“) stehen sowohl untereinander im Wettbewerb als auch mit den Teilnehmern der anderen Marktgebiete – mit letzteren jedoch nur, solange die Netzkapazität dies zulässt. Daher kann zwar in allen Teilmärkten derselbe Preis herrschen (das Marktergebnis ist dann gleich dem der „Kupferplatte“), dies ist aber nicht immer der Fall. Somit wird Redispatch zwischen den Gebotszonen im Vorhinein vermieden.
- 3) Das Gegenkonzept zu (1) stellt das sog. „nodal pricing“ dar. Hierbei wird praktisch das elektrische Verhalten des Netzes im Markt wiedergespiegelt: Jeder Netzknoten erhält im Extremfall einen eigenen Preis. Somit ist – bis auf unvorhergesehene Ereignisse – überhaupt kein Redispatch mehr nötig. Durch die flexible Zuordnung der Übertragungskapazitäten zwischen den Knoten wird die Wettbewerbsintensität bei knapper, gegebener Übertragungskapazität maximiert.

³ Eine ähnliche Debatte hat in Schweden bereits zu einer Aufteilung des Strommarktes in vier Gebotszonen geführt: Der dortige Übertragungsnetzbetreiber hatte zur Sicherstellung seiner nationalen Kupferplatte Übertragungskapazitäten in benachbarte Netze reduziert. Dies stellte für die Europäische Kommission eine Ungleichbehandlung von Netznutzern dar; die Lösung bestand darin, das Problem durch die Einteilung des Strommarktes in Gebotszonen wieder zu internalisieren (EC 2010, SvK 2011).

Die deutsche Präferenz für eine (technische und damit auch wirtschaftliche) Kupferplatte ist jedoch keine zwingende Notwendigkeit. Simulationsstudien, wie etwa die von Neuhoff et al. (2011) legen bei einer technischen Betrachtung nahe, dass ein europaweites Nodalpreissystem (siehe Kasten) – bei unverändertem Netz – insbesondere bei starker Einspeisung aus erneuerbaren Energien die Kosten der komplementären fossilen Stromerzeugung leicht senken könnte, da der Kraftwerkseinsatz optimiert wird, um die Netzbelastung zu reduzieren. Somit kann ein stärker wettbewerbliches Marktdesign erreicht werden und es können einige Risiken des Gamings vermieden werden. Dies bedeutet, dass das Strommarktdesign die Effizienz der Infrastrukturnutzung beeinflusst.

Der o.g. Effekt wird aber konterkariert durch ein stark ausgebautes Netz – ein solches dürfte wiederum zu stärkeren Wettbewerbseffekten und damit ebenfalls niedrigeren Stromerzeugungskosten führen. Geht man lediglich von den Kosten des Kraftwerkseinsatzes aus, müssten diese die Vorteile eines Nodalpreissystems sogar übersteigen.

Neben den genannten Aspekten sind noch weitere Dinge zu beachten:

- Obwohl ein bestimmtes Marktdesign sich auf den Einsatz von Kraftwerken auswirkt und somit (zumindest mittelfristig) auch Einfluss auf den CO₂-Ausstoss hat, ist Marktdesign nicht das Mittel der Wahl, um Technologieentscheidungen nachhaltig und im Sinne der Energiewende zu beeinflussen sondern nur, um diese zu ergänzen. Ziel von regionalen Preissignalen ist es eher die Gesamtkosten zu minimieren. So kann es kostengünstiger sein in einigen wenigen Stunden Abweichungen von der Merit-Order zu akzeptieren, wenn dadurch Netzausbaukosten eingespart werden. Allerdings stellt sich die Frage, ob dazu eine solche Marktaufteilung erforderlich ist.
- Eine Änderung im Marktdesign führt bei den beteiligten Marktteilnehmern zu Anpassungskosten. Diese bestehen nicht nur im Aufwand der Anpassungen der Prozesse, sondern auch in Verbindung mit einer veränderten Risikostruktur des Stromhandels.
- Eine Entscheidung über die Änderung von Gebotszonen führt national und international durch die veränderten Preise zu Umverteilungen, welche ggfs. zu quantifizieren sind. Ob diese erwünscht sind, ist zwangsläufig eine politische Frage.

Neben den bis hierher betrachteten Aspekten, die sich grundsätzlich auf die Signale zur Regelung des Kraftwerkseinsatzes beziehen, ist jedoch auch die Frage der Auswirkungen auf die Investitionen in Kraftwerkskapazitäten relevant. Aus bisherigen Erfahrungen gilt es allerdings auch zu berücksichtigen, dass aus dem Engpassmanagement resultierende Preissignale für sich allein oftmals keine ausreichende Anreizwirkung für die räumliche Anordnung von Kraftwerksinvestitionen bieten und diesbezüglich gegebenenfalls ergänzt werden müssen. Dabei spielen u.a. auch Erwartungen darüber eine Rolle, wie stabil etwa die Zoneneinteilung (Neuhoff 2011) oder die Differenzen der entsprechenden Preisniveaus sind. Auch für den Fall der Netzinvestitionen selbst führt eine starke räumliche Segmentierung des Marktes nicht dazu, dass die sich ergebenden Engpasserlöse ausreichen um die entsprechende Netzinfrastruktur zu finanzieren

(Rubio-Odériz und Pérez-Arriaga 2000). Zusammenfassend lässt sich daher sagen, dass Engpassmanagement allein nicht ausreicht, um alle Koordinationsprobleme zwischen Netz- und Erzeugungsinvestitionen einerseits und der Optimierung der Betriebsführung andererseits zu lösen. Deswegen müssen Entscheidungen zum Engpassmanagement immer auch in diesem Kontext gesehen werden.

Trotz dieser Einschränkungen muss den verschiedenen Marktdesignoptionen zum Engpassmanagement ein Potential in Hinsicht auf die Bewertung von Netzengpässen zugestanden werden.

- ⇒ **Die Diskussion alternativer Marktdesigns zum Engpassmanagement sollte ergebnisoffen und ausgewogen im NEP Strom 2012 geführt werden. Sollte eine deutschlandweit einheitliche Preissetzung mit großen Leitungsüberkapazitäten („Kupferplatte“) gewünscht werden, sollte dieses explizit dargelegt werden, auch unter quantifizierten Belegen der Superiorität dieser Lösung ggü. alternativen Engpassmanagementmethoden.**

5 Institutionelles Design und Koordinierung

In diesem Kapitel greifen wir grundsätzliche Aspekte zu den institutionellen und technischen Besonderheiten sowie der Koordinierung im Rahmen des NEP auf. Obwohl das Konzept des NEP neu ist und gegenüber alten Studien eine deutliche Verbesserung darstellt, darf nicht vergessen werden, dass die Netzplanung weiterhin durch vier, sich größtenteils in privatem Eigentum befindliche Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt wird. Das Netz, das geplant wird, wirkt sich sowohl durch seinen Nutzen, den wir im vorliegenden Papier bereits aus verschiedener Perspektive diskutiert haben als auch seine Kosten aus, die über die regulierten Netznutzungsentgelte letztlich von allen Konsumenten zu tragen sind. Es handelt sich somit um eine Bereitstellungsentscheidung, die in beiderlei Hinsicht die gesamte Öffentlichkeit betrifft. Daher stellen sich im Kern zwei Fragen: Einerseits die, welches Netz (und damit auch welche Kosten) gesellschaftlich gewünscht sind und andererseits die, ob die Umsetzung der Planungsfrage durch die mit der Planungsaufgabe betrauten Übertragungsnetzbetreiber in Übereinstimmung mit der Antwort auf die erste Frage erfolgt.

In diesem Zusammenhang möchten wir daher hier neben den bereits diskutierten Fragen der Planung auf weitere Aspekte eingehen, die uns bezüglich der Bearbeitung der beiden vorgenannten Fragen wichtig erscheinen. Die Frage der Delegation der Planung an die vier ÜNB können wir zwar in diesem Rahmen nicht klären, möchten aber auch deutlich machen, dass der Planungsprozess noch weitere Stellschrauben aufweist, die für eine optimale Planung berücksichtigt werden müssen.

5.1 Integrierte Systemplanung notwendig

5.1.1 Plausible Erzeugungsdaten und Netzausbau integrieren

Die Planung im NEP findet nicht integriert statt: Technologie wird in Szenarien vorgegeben und dient der Netzausbauplanung als im Vorhinein fixierte Grundlage. Dies ist zwar teilweise dem Paradigma der Strommarktliberalisierung geschuldet, steht aber einer ganzheitlichen Systembetrachtung entgegen. Diese Desintegration führt im Zusammenhang mit „optimistischen“ Laufzeitannahmen zu der Frage, inwiefern ein aus bestimmten Kraftwerken resultierender Transportbedarf nur kurzfristig vorliegt und ein so begründeter Leitungsbau nicht nachhaltig sein muss. Beispielsweise ist die Wahrscheinlichkeit groß, dass ab Ende der 2020er Jahre viele der basierend auf dem Erzeugungsüberschuss der neuen Bundesländer geplanten Leitungen gen Süden nur noch eine geringe Auslastung aufweisen.

5.1.2 Bedarf für Koordinierung zwischen Offshore- und Onshore-Entwicklungen

Die Entwicklung der Offshore-Erzeugungskapazitäten hat einen erheblichen Einfluss auf die Ausgestaltung der Übergabestationen sowie die gesamte Onshore-Netzarchitektur. Dabei besteht bei der derzeitigen Praxis von zwei unabhängig erarbeiteten Netzplänen die Gefahr unzureichender Abstimmung zwischen dem Offshore-Plan (durchführende Behörde ist das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie nach Offshorenetzplan, §17 Abs. 2a EnWG) und dem Onshore-Planungsprozess (NEP Strom 2012, Bundesnetzagentur). Beispielsweise ist die Zuordnung der Offshore-

Leitungen zu den Übergabestationen an Land in der 12-Meilen-Zone vor der Küste derzeit nicht geregelt; dieses Manko an Synchronisierung muss durch Heuristiken der betroffenen Netzbetreiber ersetzt werden, was den Prozess komplexer und weniger transparent macht. In zukünftigen Schritten der Netzentwicklungsplanung sollte eine möglichst vollständige Synchronisierung der Planungsprozesse Offshore und Onshore gewährleistet werden, idealerweise durch eine Organisation.

5.1.3 Probabilistische Ansätze können zu einer effizienteren Netzausbauplanung führen

Im Rahmen des NEP wurden zur Bewertung der Robustheit des geplanten Leitungsnetzes das (n-1)-Kriterium sowie ausgewählte (n-2)- und (n-3)-Fälle verwendet. Das (n-1)-Kriterium ist ein Sicherheitskriterium welches dann erfüllt ist, wenn ein Netzbetriebsmittel ausfallen darf, ohne dass das Stromnetz (durch Folgefehler) zusammenbricht oder die Versorgungsaufgabe nicht mehr erfüllt werden kann; analoges gilt für (n-2)- und (n-3)-Kriterien. Aus dem Dokument „Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes“ (50Hertz et al. 2012a) ist grob ersichtlich, nach welchen Kriterien die (n-2)- und (n-3)-Fälle ausgewählt worden sind. Trotzdem bleibt eine Unklarheit: Obwohl lt. Nr. 6.1, Abs. 2 TransmissionCode 2007 (Berndt et al. 2007) probabilistische Verfahren über das (n-1)-Kriterium hinaus angewendet werden können, ist im Netzentwicklungsplan nicht ersichtlich, inwiefern solche Überlegungen berücksichtigt worden sind bzw. aus welchen Gründen sie verworfen worden sind. Dabei könnten probabilistische Ansätze durchaus zu einer effizienteren Netzausbauplanung führen (McCalley et al. 1999).

5.2 Harmonisierung der Netzarchitektur in der Zeit notwendig

Der NEP Strom 2012 reicht zwar formell nur bis 2032, de facto werden mit ihm aber die Grundzüge der Netzarchitektur bis zum Jahr 2050 festgelegt. Dies liegt daran, dass das Startnetz erst zu Ende dieses Jahrzehnts vollständig zur Verfügung stehen wird und dadurch die Entwicklung der HGÜ-Trassen erst ab Mitte des nächsten Jahrzehnts eine starke Pfadabhängigkeit in die Netzarchitektur einführen wird.

In diesem Zusammenhang ist eine Koordinierung sowohl des parallelen Dreh- und Gleichstromnetzes als auch der zeitlichen Ausbaudynamik erforderlich. Auf der elektrotechnischen Ebene ist noch nicht ersichtlich, welche Substituierbarkeit bzw. Komplementarität zwischen den Drehstrom- und den Gleichstromsystemen herrscht und wie diese quantifiziert werden können. Bzgl. der zeitlichen Koordinierung erscheinen alle Ausbauprojekte jenseits des Startnetzes derzeit noch als „Optionen“, welche sich die Übertragungsnetzbetreiber eröffnen; jedoch ist aus heutiger Sicht nicht mit einer 1:1-Umsetzung aller Leitungsprojekte zu rechnen.

5.3 Besseres Verständnis und genauere Darlegung des Stromaus-tauschs mit Nachbarländern notwendig

5.3.1 Potenzial für Austausch mit Nachbarländern im AC-Betrieb genauer dar-legen

Die Netzausbauplanung erfolgt derzeit weitgehend unabhängig von grenzüberschrei-tenden Netzausbauten. Im Startnetz sind einige Ausbauprojekte mit den europäischen Nachbarländern enthalten und auch die Marktmodellierung berücksichtigt das europäi-sche Ausland.⁴ Jedoch fehlen dem NEP Strom 2012 Sensitivitäten für das Zusammen-spiel zwischen der Integration mit Nachbarländern und dem Netzausbau.

Insbesondere vor dem Hintergrund, dass eine stärkere Einbindung der Speicher und ein Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke in Skandinavien und in den Alpen eine sehr markt-nahe Stromspeicheroption ist, stellen sich Fragen der Koordinierung des nationa-len mit dem länderübergreifenden Netzausbau. So erfolgt der Export im Haupt- bzw. Leitszenario 2022 insbesondere in Richtung der Alpenländer Schweiz und Österreich mit 30 bzw. 35 TWh; erhebliche Importe erfolgen dagegen aus Norwegen und Däne-mark (jeweils ca. 10 TWh).⁵

Im Jahr 2032 gibt es darüber hinaus Importe aus Frankreich in Höhe von 30 TWh. Es wird angegeben, dass der Verbrauch in Frankreich um 63 TWh sinkt und deshalb der Export Frankreichs in den Szenarien B 2032 und C 2022 um 50 bis 60 TWh ansteigt (NEP, S. 50). Diese Annahme ist gerade deshalb interessant, weil sie im Gegensatz zu den aktuellen Projektionen für die Entwicklung von Strombedarf- und Erzeugung (ENTSO-E 2012c) steht. Es wird nicht begründet, warum der Verbrauch in Frankreich im Jahr 2022 nur im Szenario C 2022 sinkt und nicht auch in den Szenarien A 2022 und B 2022. Dies ist wenig nachvollziehbar. Hier ist Klärung erforderlich; außerdem sollte eine Sensitivität mit niedrigeren Importen aus Frankreich berechnet werden. In diesem Kontext sind ggfs. auch die Entwicklung der erneuerbaren Erzeugungskapazi-tät in Frankreich und Spanien zu berücksichtigen.

Durch eine teilweise Anbindung der Offshorewindparks nach Skandinavien und einen stärkeren Ausbau der Interkonnektoren nach Skandinavien könnte der innerdeutsche Netzausbau eventuell verringert werden, weil Windstrom in Skandinavien „zwischen-gespeichert“ werden kann, und in Zeiten niedriger erneuerbarer Erzeugung (wenn die

⁴ Die Energiesalden mit dem Ausland belaufen sich in Szenario A auf 39 Terrawattstunden (TWh) Nettoexporte, dagegen werden im Szenario B 2022 32 TWh exportiert, im Szenario B 2032 11 TWh importiert; im Szenario C 2022 hingegen gibt es keinen Nettoexport. Insge-samt bleibt der Beitrag des mit dem Ausland gehandelten Stroms jedoch gering: bezogen auf die 535 TWh Nettostromverbrauch in Deutschland werden zwischen 10 und 20 % der Energie von außerhalb bezogen, aber auch 15 bis 20 % der Energie exportiert (NEP, S. 51).

⁵ Eine einzelne Betrachtung von getrennten Importen und Exporten ergibt, dass die Alpenländer Schweiz und Österreich aufgrund ihrer Pumpspeicherkraftwerke mit großen Leistungen bei größeren Anteilen von Windenergie und Solarenergie in Deutschland häufiger zum Einsatz kommen. Insbesondere in der Schweiz steigen sowohl Importe als auch Exporte um ca. 50 % an (NEP, S. 51).

Nord-Süd-Leitungen frei sind) zurückimportiert werden kann. Für die Einbindung der Speicher in den Alpen stellt sich die Frage, ob die HGÜ-Leitungen nicht in Süddeutschland enden sollten, sondern bis zu den Wasserkraftwerken in der Schweiz oder in Österreich weitergeführt werden sollten. Andererseits ist auch zu prüfen, inwiefern eine verstärkte Mittelung über die Produktion erneuerbarer Energien verschiedener europäischer Länder auch zu einer intensivierten Netznutzung sowohl innerhalb Deutschlands als auch mit Nachbarländern führt.

Spätestens im nächsten Jahr sollte der Netzentwicklungsplan daher wenigstens in einer Sensitivität die Effekte einer stärkeren Anbindung der benachbarten Wasserkraftwerke untersuchen.

5.3.2 HGÜ-Leitungen in Nord-Süd-Richtung sinnvoll, in Ost-West-Richtung richtigerweise nicht geplant

Die Ausrichtung der HGÜ-Korridore in Nord-Süd-Richtung entspricht weitgehend dem Ziel, die im Norden erzeugten Strommengen Erneuerbarer in die Verbrauchsregionen Süddeutschlands zu transportieren. Mit einigen Ausnahmen, in denen ein Nutzungskonflikt mit (geplanten) Kohlekraftwerken besteht (Abschnitt 3.3) ist diese Ausrichtung sinnvoll und fördert die längerfristigen Ausbauziele für Erneuerbare in Richtung 2/3 bzw. über 80 % (2050). Bemerkenswert ist in diesem Zusammenhang die Abwesenheit von Ost-West-HGÜ-Leitungen, wie sie im europäischen Kontext gerne skizziert werden. So wird in Langfristplanungen der europäischen Netzbetreiber (ENTSO-E) gerne auf die Notwendigkeit hingewiesen, Ost-West-Magistralen zur „Marktintegration“ osteuropäischer Länder (Polen, Baltikum) stark auszubauen (ENTSO-E 2012a); diese Bestrebungen münden in jüngerer Zeit sogar in konkreten Plänen zur Erweiterung des Elektrizitätshandels nach Russland (EC 2011, S. 5).

Der Ausbau von großen HGÜ-Kapazitäten in Ost-West-Richtung ist den energiepolitischen Zielen der Bundesregierung in Richtung Erneuerbarer nicht förderlich, vielmehr unterminieren sie diese Ziele. Ost-West-Magistralen würden den Import von Strom aus Kernenergie und Kohle fördern und somit sowohl die Ziele der Bundesregierung als auch europäische Bemühungen zur Umstellung des Energiesystems konterkarieren. Daher ist deren Unterlassung im NEP Strom 2012 sinnvoll und sollte auch in zukünftigen Ausbauplänen beibehalten werden.

6 Fazit

Insgesamt stellt der NEP Strom 2012 einen erheblichen Fortschritt gegenüber den de-na-Netzstudien I und II dar. Dies bezieht sich sowohl auf die Darstellung der Vorgehensweise (z.B. Szenarien, Marktsimulation und Stabilitätsaspekte), als auch den Detaillierungsgrad für individuelle Maßnahmen bzw. Korridore. Der NEP Strom 2012 liefert somit eine nützliche Grundlage für die Diskussion zukünftiger Netzentwicklung.

Andererseits sehen wir in einigen Bereichen Diskussions- bzw. Nachbesserungsbedarf, welcher sich im Wesentlichen auf folgende Aspekte bezieht: Transparenz und Datenverfügbarkeit, Energieträgermix und Ziele für den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, das zugrundeliegende Netzplanungsparadigma sowie die Koordinierung des Planungsprozesses.

1. Zwar ist die Transparenz und die Konsultationsintensität des Vorgehens gegenüber früheren Planungsdokumenten deutlich gesteigert worden, jedoch bleibt die konkrete Ermittlung des Netzausbaus auch für Fachleute nach wie vor nicht nachvollziehbar. Dies bezieht sich sowohl auf das Marktmodell als auch die darauf aufbauende Berechnung der Leitungsmaßnahmen.

- ⇒ **In der nächsten Version des NEP Strom 2012 sollten die bei der Modellierung verwendeten Inputdaten, die Gleichungssysteme sowie die Outputdaten in einem technischen Anhang mit veröffentlicht werden („open grid model and data“).**

2. Der für die Netzmodellierung verwendete Energieträgermix berücksichtigt zwar die im von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmen (Bundesnetzagentur 2012) festgelegten Leistungen für einzelne Energieträger (in MW), bzgl. der Strommengen ergeben sich jedoch eher unplausible Werte, die auch nicht durchgängig mit den politisch vorgegebenen Zielen der Energiewende in Richtung einer weitestgehenden Integration erneuerbarer Energieträger korrespondieren. Für die Braunkohlekraftwerke werden durchschnittlich über 8.000 Volllaststunden ermittelt, dagegen lag der tatsächliche Wert in den vergangenen Jahren eher im Bereich von unter 7.000 Volllaststunden; insbesondere in den ostdeutschen Bundesländern Brandenburg und Sachsen liegen für 2022 unrealistische Werte von 8.338 bzw. 8.557 Volllaststunden vor. Des Weiteren sieht der NEP Strom 2012 offensichtlich den Bau je eines neuen Braunkohlekraftwerks in Sachsen-Anhalt und in Brandenburg vor, was weder aus betriebswirtschaftlicher noch aus umweltpolitischer Perspektive vertretbar ist. Eine ähnliche Problematik weist die Regionalisierung der Erzeugungsleistungen auf: so erfolgt die Allokation von Erdgaskraftwerken nicht mit dem Schwerpunkt auf Süddeutschland, was eine integrative Sichtweise auf die Energiesystemplanung an diesem Punkt verstellt.

- ⇒ **Die den Netzberechnungen zugrundeliegenden Annahmen bzgl. der fossilen Kraftwerke sollten plausibilisiert werden. Insbesondere sollten die**

Volllaststunden der Braunkohlekraftwerke im Rahmen der Modellierung auf ein methodisch besser abgesichertes bzw. realistisches Niveau gesetzt werden, welches die zunehmende Integration der Erneuerbaren in den Jahren 2022 und 2032 berücksichtigt.

3. Ein wichtiger, bisher in der politischen Diskussion weitgehend vernachlässigter Aspekt ergibt sich aus dem impliziten Versuch der Netzbetreiber, die Ausbaupläne möglichst engpassfrei auszulegen. Begründet wird dieses Vorgehen sowohl damit, dass es die „Grundlage für ein weitestgehend freizügiges künftiges Marktgeschehen“ sei (NEP, S. 79) als auch, dass der Verzicht auf eben genannte Annahme „an anderer Stelle hohe Kosten“ verursache (NEP, S. 149). Der Netzentwicklungsplan scheint somit eine Antwort in der Debatte um nationale Positionen in Bezug auf das europäische Engpassmanagement bereits vorwegzunehmen: Hierbei handelt es sich um Marktdesignalternativen zum Engpassmanagement, deren Governance derzeit im Rahmen des Europäischen Networkcode „Capacity Allocation and Congestion Management“ kodifiziert wird. Diese Diskussion der Modelle wird im Herbst diesen Jahres an Bedeutung gewinnen, wenn die europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) ihren konsultierten Entwurf der Agentur der europäischen Energieregulatoren (ACER) vorlegen werden und zeitgleich die nationalen Regulierungsbehörden u.a. die Bundesnetzagentur, aufgefordert werden, „Gebotszonen“ zu definieren, innerhalb derer ein einheitlicher Preis gewährleistet ist. Zur Diskussion stehen der deutschlandweite Einheitspreis, die Bildung mehrerer Preiszonen sowie die Einführung eines Nodalpreissystems.

- ⇒ **Die Diskussion alternativer Marktdesigns zum Engpassmanagement sollte ergebnisoffen und ausgewogen im NEP Strom 2012 geführt werden. Sollte eine deutschlandweit einheitliche Preissetzung mit großen Leitungskapazitäten („Kupferplatte“) gewünscht werden, sollte dieses explizit dargelegt werden, auch unter quantifizierten Belegen der Superiorität dieser Lösung ggü. alternativen Engpassmanagementmethoden.**

4. Die Koordinierung des deutschen Netzentwicklungsplans lässt in mehreren Belangen zu wünschen übrig. Dies ist teilweise institutionell festgeschrieben und daher im Rahmen des laufenden Konsultationsverfahrens nicht unmittelbar zu heilen, sollte aber in zukünftigen Planungsschritten berücksichtigt werden. So findet die Energiesystemplanung im NEP Strom 2012 nicht integriert statt: Technologie wird in Szenarien vorgegeben und dient der Netzausbauplanung als im Vorhinein fixierte Grundlage; dies ist zwar teilweise dem Paradigma der Strommarktliberalisierung geschuldet, steht aber einer ganzheitlichen Systembetrachtung entgegen. Des Weiteren ist dem NEP-Entwurf keine Koordinierung des grenzüberschreitenden Netzausbaus mit den Nachbarländern zu entnehmen, geschweige denn eine weiterreichende langfristige Netzausbauplanung auf europäischer Ebene. Die Integration der drei Netzstrukturen (Startnetz, Drehstromausbau und neue HGÜ-Leitungen) erscheint ohne eine präzisere Darstellung der zeitli-

chen Horizonte unzureichend abgestimmt; dies gilt insb. für die Koordinierung von EnLAG-Ausbauten mit den auf denselben Korridoren geplanten HGÜ-Magistralen.

- ⇒ **Im weiteren Verlauf der Bundesfachplanung sollte mehr Gewicht auf eine energiesystemweite Optimierung und die daraus folgende Priorisierung gelegt werden; diese ist auch bei der Darstellung des NEP Strom 2012 expliziter darzulegen.**

5. Unter Berücksichtigung der vorgenannten Punkte wird teilweise bereits der dynamische Aspekt der Netzausbauplanung im Rahmen des NEP Strom 2012 deutlich: Derzeit ist weder eine sachliche noch zeitliche Einordnung der ermittelten Ausbauprojekte vorgesehen. Somit stellt sich grundsätzlich die Frage danach, inwiefern die Notwendigkeit konkreter Projekte eher eine grundsätzliche oder allenfalls eine temporäre ist.

- ⇒ **In die Nachfolgeausgaben des Netzentwicklungsplans Strom bzw. soweit wie noch möglich im NEP 2012 sollte – auch für einzelne Projekte – ein Blick über die beiden derzeitigen Modelljahre hinaus erfolgen, auch um die jeweiligen Notwendigkeiten darzulegen.**

6. Der großräumige Ausbau der Höchstspannungsnetze ist eine wichtige Bedingung für die Energiewende, insb. die Integration großer Strommengen aus erneuerbaren Quellen. Die deutschlandweite Vernetzung von erneuerbaren Quellen, Speichern und Senken ist komplementär zu den Bemühungen der Bundesländer zu sehen, welche auch die dezentrale Netzintegration Erneuerbarer vorantreiben; beide Ebenen werden zur Erreichung der Ziele zum Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien benötigt.

- ⇒ **Die Weiterentwicklung des NEP Strom 2012 muss sich konsequent am Ziel des Ausbaus erneuerbarer Energieträger ausrichten; darüber hinaus sollten Ziele der Versorgungssicherheit sowie Kostengünstigkeit berücksichtigt werden.**

7 Referenzen

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2012): Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 30. März 2012.

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2012b): Netzentwicklungsplan Strom 2012. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 30. Mai 2012.

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2012c): Netzentwicklungsplan Strom 2012 – Kraftwerksliste Deutschland,
<http://www.netzentwicklungsplan.de/content/dokumentensammlung>,
<http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/Kraftwerksliste.pdf>.

Berndt, Holger, Mike Hermann, Horst D. Kreye, Rüdiger Reinisch, Ulrich Scherer und Joachim Vanzetta (2007): TransmissionCode2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Berlin: Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW, August 2007.

Bundesnetzagentur (2012): Szenariorahmen zur energiewirtschaftlichen Entwicklung nach § 12a EnWG. Bonn.

ČEPS, MAVIR, PSE Operator und SEPS (2012): Position of ČEPS, MAVIR, PSE Operator and SEPS Regarding the Issue of Bidding Zones Definition, 26. März 2012. http://www.ceps.cz/ENG/Media/Tiskove-zpravy/Documents/120326_Position_of_CEPS_MAVIR_PSEO_SEPS-Bidding_Zones_Definition.pdf.

EC (2010): Kartellrecht: Kommission erhöht Stromhandelskapazitäten in schwedischen Grenzgebieten. Europäische Kommission, Memo IP/10/425, 14. April 2010.

EC (2011): EU-Russia Energy Permanent Partnership Council – 12th Progress Report of the EU-Russia Energy Dialogue (09/12/2011).
http://eeas.europa.eu/delegations/russia/press_corner/all_news/news/2011/20111201_02_en.htm

ENTSO-E (2012a): ENTSO-E 10-Year Network Development Plan 2012 – Project for Consultation. ENTSO-E, 2012.

ENTSO-E (2012b): Network Code on Capacity Allocation and Congestion Management – Draft for Consultation. ENTSO-E, 23. März 2012.
<https://www.entsoe.eu/consultations/download.php?id=ffff-be6a-cda7-0d06-47b2>

ENTSO-E (2012c): Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2012–2030. Brüssel, 5. Juli 2012.

Frontier Economics und Consentec (2011): Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszonen für die Integration des europäischen Strommarkts - Ein Ansatz zur wohlfahrtsorientierten Beurteilung. Ein Bericht für die Bundesnetzagentur. 26. Oktober 2011.
<http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebi>

e-
e/Energie/Sonderthemen/GutachtenPreiszonenStrommarkt/GutachtenPreiszonen
Lang.pdf?__blob=publicationFile.

- Matthes, Felix Chr. (2000): Stromwirtschaft und deutsche Einheit. Eine Fallstudie zur Transformation der Elektrizitätswirtschaft in Ost-Deutschland. Norderstedt.
- McCalley, James D., Vijay Vittal und Nicholas Abi-Samra (1999): An Overview of Risk Based Security Assessment. In: IEEE Power Engineering Society Summer Meeting 1999. S. 173–178.
- Neuhoff, Karsten (2011): Öffnung des Strommarktes für erneuerbare Energien: Das Netz muss besser genutzt werden. DIW Berlin, Wochenbericht 2011/20, S. 16–23.
- Neuhoff, Karsten, Rodney Boyd, Thilo Grau, Julian Barquín, Francisco Echavarren, Janusz Bialek, Chris Dent et al. (2011): Renewable Electric Energy Integration: Quantifying the Value of Design of Markets for International Transmission Capacity. DIW Discussion Papers 1166.
- Öko-Institut (2012): Zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012 Elektrizitäts-Übertragungsnetze. Stellungnahme für die Konsultation der Bundesnetzagentur. Berlin, 29. August 2011.
- Rubio-Odériz, Francisco Javier und José Ignacio Pérez-Arriaga (2000): Marginal Pricing of Transmission Services: a Comparative Analysis of Network Cost Allocation Methods. In: IEEE Transactions on Power Systems 15, Nr. 1, S. 448–454.
- Schröder, Andreas, Clemens Gerbaulet, Pao-Yu Oei und Christian von Hirschhausen (2012): In Ruhe planen: Netzausbau in Deutschland und Europa auf den Prüfstand. Berlin, DIW Berlin Wochenbericht 20/2012, S. 3–12.
- SvK (2011): Idag införs elområden - Svenska Kraftnät, 1. November 2011.
<http://svk.se/Press/Nyheter/Nyheter-pressmeddelanden/Allmant/Idag-infors-elomraden/>
- Vattenfall (2012): Vattenfall-Kraftwerke. <http://kraftwerke.vattenfall.de/>.
- Weber, Alexander, Dietmar Graeber und Andreas Semmig (2010): Market Coupling and the CWE Project. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft 34, Nr. 4, S. 303–309.

Anhang: Aktueller Stand des Networkcodes „Capacity Allocation and Congestion Management“

Hintergrund

Bei der Gestaltung des Netzausbaus in einem Land, z.B. Deutschland, muss der institutionelle Rahmen berücksichtigt werden, welcher durch die europäische Ebene vorgegeben wird. Diesbezüglich sind insbesondere die Regelungen des im Juli 2009 erlassenen Dritten Binnenmarktpakets für Strom und Gas relevant, welches die Weiterentwicklung eines internen Energiemarktes zum Ziel hat. Für den Stromsektor (Verordnung 2009/72/EC sowie Richtlinien 713/2009 und 714/2009) bedeutet dies neben der weitreichenden Entflechtung von Netzgeschäft und wettbewerblicher Energiewirtschaft die Weiterentwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels. Letztgenanntes Ziel soll sowohl durch einen europäischen Netzentwicklungsplan als auch die Entwicklung von gemeinsamen Regeln und Verfahren für den grenzüberschreitenden Stromhandel verwirklicht werden. Das vorerst bedeutsamste Regelwerk ist die Framework Guideline (FG) bzw. der Networkcode (NC) „Capacity Allocation and Congestion Management“ (CACM) Die derzeit (Stand Juni 2012) aktuellste Version ist die Konsultationsfassung der ENTSO-E vom 23. März 2012 (ENTSO-E 2012b). Der Networkcode lässt sich in vier wesentliche Bereiche unterteilen: Kapazitätsermittlung, Gebotszonen, Day-Ahead-Handel und Intraday-Handel. Weitere Teile befassen sich mit Abwicklungs-, Haftungs- und Finanzierungsfragen. Im Folgenden erläutern wir kurz die eben genannten vier Themenbereiche.

Kapazitätsermittlung (Artikel 6–32)

Der Networkcode sieht vor, dass die Ermittlung der zu bewirtschaftenden Übertragungskapazität koordiniert für sog. Kapazitätsermittlungsregionen („Capacity Calculation Regions“) erfolgt. Dies bedeutet, dass für die Bestimmung der Übertragungskapazitäten innerhalb und an den Grenzen der Region ein eindeutiges Kapazitätsermittlungsverfahren verwendet werden soll. Alle Berechnungen sollen auf ein einziges, gemeinsames Netzmodell („Common Grid Model“) zurückgreifen. Um entsprechende Last- und Erzeugungsszenarien für die Kapazitätsermittlung zu erhalten, wird den Übertragungsnetzbetreibern eine umfassende Befugnis zur Einholung von Auskünften bei den entsprechenden Marktteilnehmern eingeräumt. Neben verschiedenen Verfahren zur technischen Modellierung der Übertragungskapazität („ATC“ vs. „Flow-based“; siehe hierzu z.B. Weber et al. 2010) ist die Frage der Kapazitätsermittlung durchaus nicht unerheblich: Wird zu viel Kapazität vermarktet, wird zwar der Außenhandel und der internationale Wettbewerb verstärkt, die verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber müssen jedoch durch Redispatch das Netz stabil halten. Wird wiederum zu wenig Kapazität vermarktet, werden die ökonomischen Vorteile grenzüberschreitenden Handels unnötig klein ausfallen.

Definition von Gebotszonen (Artikel 33–38)

Der Networkcode sieht ferner die Einführung von „Gebotszonen“ vor, innerhalb derer sich die Preisbildung und die Allokation von Netzkapazitäten entwickeln sollen. Ziel ist

es, die vorhandenen Netzkapazitäten optimal zu nutzen, gleichzeitig aber auch die Liquidität innerhalb der Zonen möglichst hoch zu halten; auch muss die Komplexität des Prozesses in Grenzen gehalten werden. Der Networkcode sieht vor, dass die Gebotszonen über die Zeit „hinreichend robust“ sein sollen (dies dürfte insbesondere für strommarktspezifische Investitionsentscheidungen relevant sein), jedoch werden die Gebotszonen alle 2 Jahre evaluiert. Dazu sollen die Übertragungsnetzbetreiber eine „technische Analyse“ erstellen, die Vorschläge enthalten kann, den Zuschnitt der Gebotszonen zu ändern. Parallel dazu ist vorgesehen, dass die nationalen Regulierungsbehörden eine „Markteffizienzanalyse“ durchführen, die ebenfalls Empfehlungen bezüglich einer möglichen Neuordnung der Gebotszonen geben kann. Basierend auf den beiden Berichten können die nationalen Regulierungsbehörden entscheiden, den Zonenzuschnitt zu ändern. Hierbei sollen die Netzbetreiber für die tatsächliche Ausgestaltung der Preiszonen verantwortlich sein und die Regulatoren für die Genehmigung. Im Rahmen des Prozesses soll eine Konsultation der Marktteilnehmer stattfinden, jedoch sieht der derzeitige Entwurf auch vor, dass Netzbetreiber im Rahmen des Prozesses umfangreiche Auskunftspflichten gegenüber Marktteilnehmern geltend machen können.

Day-Ahead-Handel (Artikel 39–65)

Der vortägige Stromhandel ist die wichtigste Institution zur Bewirtschaftung der Engpässe im europäischen Übertragungsnetz. Obwohl dies noch nicht überall der Fall ist, soll die verfügbare Netzkapazität automatisch (d.h. implizit) mit dem Energiehandel vergeben werden. Ziel ist es, die zwischen den Gebotszonen verfügbare Kapazität möglichst gut auszunutzen. Die Artikel 39–35 des NC CACM legen hierzu Rollen, Verantwortlichkeiten und Prozesse fest.

Intraday-Handel (Artikel 66–72)

Neben dem Day-Ahead-Handel kann Strom grundsätzlich auch im Intraday-Handel am Tag der Lieferung, in Deutschland sogar bis 45 Minuten vor Lieferbeginn gehandelt werden. Damit auch die untertägigen Transaktionen verfügbare Übertragungskapazität nutzen können, sieht der NC CACM vor, dass Betreiber der Handelsplätze kontinuierlich auf ein „Kapazitätsmanagementmodul“ zurückgreifen können, um – falls möglich – Gebote grenzüberschreitend auszuführen. Die Artikel 66–72 legen auch hier wieder konkrete organisatorische Regeln fest.

Ausblick

Im Anschluss an das derzeit laufende Konsultationsverfahren soll der europäische Verband der Netzbetreiber (ENTSO-E) bis zum 30. September 2012 die Endversion bei der Agentur europäischer Regulierungsbehörden (ACER) vorlegen, welche diese bestätigen (oder weiter anpassen) muss. Durch den europäischen Komitologie-Prozess erlangt der Networkcode unmittelbare Gültigkeit in den Mitgliedsstaaten. Für die Fortschreibung des Netzentwicklungsplans Strom 2012 wird vor allem die Definition der Gebotszonen relevant werden.