

Teil 5

Ausschussvorlage WVA/19/3 – öffentlich –

Stellungnahmen zu der mündlichen Anhörung

zum Thema Übertragungsnetzausbau – Drucks. 19/139 und 19/184 –

23. Agora Energiewende

S. 222



Stellungnahme zur Anhörung zum Ausbau der Übertragungsnetze im Hessischen Landtag am 16. Juni 2014

Rechtlicher Rahmen des Netzausbaus

Die Planung der Stromübertragungsnetze für die Bundesrepublik ist im Energiewirtschaftsgesetz §12 EnWG geregelt. Der dort seit 2011 eingesetzte Prozess des Netzentwicklungsplans (NEP) stellt eine Verbesserung der zuvor gültigen Planungsverfahren dar. Es besteht jedoch noch erhebliches Potenzial für eine Weiterentwicklung des Verfahrens und des Methodenansatzes. Agora Energiewende hat dazu in Zusammenarbeit mit BET Aachen für die netztechnische Expertise und RAUE LLP für die juristische Expertise eine umfassende Studie und ein Gutachten erstellt. Darin wird eine Weiterentwicklung des derzeit angewendeten Planungsprozesses von der Erstellung des Szenariorahmens bis hin zur Netzberechnung vorgestellt, welches laut der Expertise von RAUE den bestehenden Gesetzesvorgaben stärker entspricht als der gegenwärtige Planungsansatz (siehe beigefügte Studie „Methoden der Netzentwicklung“ und „Gutachten: Methoden der Netzplanung“). Ebenso fügen wir bei: Stellungnahme zum ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2014, Berlin 28. Mai 2014.

Derzeit steht der Szenariorahmen 2025 zur Konsultation durch die Bundesnetzagentur, hier ist aus unserer Sicht sicherzustellen, dass die Annahmen für den NEP so getroffen werden, dass die Klimaziele der Bundesregierung eingehalten werden können. In diesem Kontext sind unter anderem auch die angenommenen Laufzeiten der Braunkohlekapazitäten zu prüfen.

Rolle der Verteilnetze in der Energiewende

Die Verteilnetze sind von zentraler Bedeutung für die Energiewende. 97 % der dezentralen Erzeugung aus Erneuerbaren Energien wird bereits in die Verteilnetzebene eingespeist. Mit wachsendem Anteil an Erneuerbaren Energien, werden auch die Verantwortung und das Aufgabenfeld der Verteilnetzbetreiber wachsen. Dazu hat Agora Energiewende einen Stakeholder-Dialog durchgeführt.

Die Ergebnisse zusammengefasst:

Die Herausforderungen für die Verteilnetze erfordern koordinierte Anpassungen in mehreren Bereichen des gesetzlichen Rahmens.

1. Weiterentwicklung der Anreizregulierung
2. Überarbeitung des Systems der Netzentgelte
3. Reform des Marktdesigns
4. Aufbau eines Energieinformationssystems



Den Verteilnetzen steht ein ganzer Werkzeugkasten für intelligentes Kapazitätsmanagement zur Verfügung. Die Regulierungsbehörden sind angehalten, den Einsatz der Mittel aus dem Werkzeugkasten zu ermöglichen.

- unabhängige Spannungsregelung auf verschiedenen Ebenen
- regelbare Ortsnetztransformatoren, autonome Regelung
- lokale Blindleistungsanpassung
- Vermeidung von Einspeisungsspitzen
- Lastmanagement beim Kunden
- in weiterer Zukunft auch Speicher

Beteiligung und Akzeptanz

Die Energiewende ist als gesellschaftliches Projekt von einer großen Zustimmung getragen. Das beruht im Wesentlichen auf zwei Besonderheiten in Deutschland:

1. Schon sehr früh, bereits in den 1980er Jahren führte der Wunsch nach Klimaschutz und dem Ausstieg aus der Kernkraft, verbunden mit den Eindrücken der beiden Ölpreisschocks zu einer hohen Affinität zu Erneuerbaren Energien.
2. Der weit überwiegende Teil der Investitionen in Erzeugungsanlagen für Erneuerbare Energien sind von Bürgern getätigt worden.

Mit einer breiten Bürgerbeteiligung an den Planungsprozessen wie an den Investitionen und einer hohen Akteursvielfalt im Energiesektor fördern wir die gewünschte Akzeptanz für den Umbau des Energiesystems hin zu den Erneuerbaren Energien. Dies gilt es im regionalen und auf Bundesebene zu berücksichtigen.

Für Fragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen
Lars Waldmann



Aachen | Leipzig | Hamm

Büro für Energiewirtschaft
und technische Planung GmbH
Alfonsstraße 44
52070 Aachen

Telefon +49 241 47062-0
Telefax +49 241 47062-600

info@bet-aachen.de
www.bet-aachen.de

Methoden der Netzentwicklung

Methodischer und quantitativer Vorgehens-
vorschlag zur Weiterentwicklung der Planung
des Übertragungsnetz-Ausbaus

Im Auftrag der Agora Energiewende

Endfassung voraussichtlich ab Juni 2014 verfügbar

Aachen, 23. April 2014

Autoren:

Dominic Nailis
unter Mitarbeit von: Dr. Michael Ritzau, Dr. Horst Wolter,
Bastiaan Milatz, Lukas Schuffelen, Lia Naranjo, Fiona Lecour,
Dr. Nina Heitmann, Martin Bartelt, Micha Bittner, Dr. Jessica Beck

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1 Kurzfassung / Abstract.....	4
1.1 Kurzfassung	4
1.2 Abstract	11
2 Einleitung und Aufgabenstellung	17
2.1 Hintergrund	17
2.2 Übersicht Projektablauf.....	18
2.3 Ziel und Zweck des Projektes.....	19
3 Arbeitsbereich A: Szenarientwicklung.....	20
3.1 Methode der Szenarientwicklung.....	20
3.1.1 Einführung in die Szenariotechnik.....	20
3.1.2 Bedeutung für die Netzausbauplanung.....	25
3.2 Anwendung der Szenarientwicklung.....	25
3.2.1 Themeneingrenzung.....	26
3.2.2 Bestimmung der Prämissen und Deskriptoren	26
3.2.2.1 Prämissen.....	26
3.2.2.2 Deskriptoren.....	28
3.2.3 Direkte Deskriptoren und deren Projektionen	29
3.2.4 Konsistenzmatrix.....	33
3.2.5 Zusammenfassende Beschreibung der Szenarien.....	35
4 Arbeitsbereich B: Marktmodellierung	37
4.1 Skizze der Marktmodellierung	37
4.2 Aufbereitung der Daten	41
4.2.1 Profile der Erneuerbaren Energien	41
4.2.2 Einspeisemanagement und Profilmodifikation.....	42
4.2.3 Lastprofile und Modifikation von Lastprofilen.....	44
4.2.4 Regionalisierung der Last	46
4.2.5 Nationale Lastdeckung	47
4.2.6 Kraft-Wärme-Kopplung	48

4.3	Ergebnisse der Rechenläufe	50
4.3.1	Entwicklung der installierten Leistung Erneuerbarer Energien	50
4.3.2	Entwicklung des thermischen Kraftwerksparks	53
4.3.3	Ungleichgewichte zwischen Last und Erzeugung	55
4.3.4	Fazit zur Marktmodellierung	56
5	Arbeitsbereich C: Netzausbauplanung	57
5.1	Grenzen der Betrachtung	57
5.2	Skizze der Vorgehensweise	57
5.2.1	Technische Vorgehensweise	57
5.2.2	Methodische Vorgehensweise	60
5.2.2.1	Ein robustes Netz für alle Szenarien.....	60
5.2.2.2	Beurteilung der Wichtigkeit und Dringlichkeit.....	61
5.2.2.3	Zusammenfassung zur Methode der Netzplanung	64
5.3	Ergebnisse der Netzausbauplanung	64
5.3.1	Startnetz	65
5.3.2	Trassenbündelung	66
5.3.3	Ergebnisse der Netzplanung für 2033	69
5.3.4	Ergebnisse der Netzplanung 2023	71
5.3.5	Parallelen und Unterschiede zum NEP 2012	72
5.3.6	Dringlichkeit	74
5.4	Fazit zur Netzausbauplanung	75
6	Ausblick	76
7	Anhang	78
7.1	Prämissen	79
7.2	Direkte Deskriptoren	80

1 Kurzfassung / Abstract

1.1 Kurzfassung

Die Ergebnisse auf einen Blick:

- Wenn wir ein Netz für die Zukunft planen, die wir nicht genau kennen, sollte dieses Netz für verschiedene wahrscheinliche Entwicklungen ausgelegt sein. Die Beschränkung auf ein einziges Leitszenario greift zu kurz.
- In mehreren Schritten wurden zunächst hinreichend verschiedene, in sich konsistente Szenarien erarbeitet, verdichtet und mithilfe mathematischer Konsistenzberechnungen ausgewählt.
- Der Planungsprozess sollte von Anfang an alle ökonomisch vernünftigen Möglichkeiten für einen effizienten Netzausbau einbeziehen. Abregelung von Einspeisespitzen, Lastmanagement, netzdienliche Standortwahl für neue Kraftwerke und innovative Betriebsmittel können den Netzausbaubedarf reduzieren.
- Um die Durchführbarkeit des hier entwickelten methodischen Ansatzes zu testen, wurde eine exemplarische Netzplanung durchgeführt. Der Nachweis wurde erbracht. Dieses Netz stellt ein Testergebnis für die Planungsmethode dar. Es hat keine Legitimation als Alternative zum Netzentwicklungsplan (NEP).

Ausgangspunkt und Vorgehen

Der Netzausbau ist eine unabdingbare Voraussetzung für die Umsetzung der Energiewende. Er ist jedoch gleichzeitig auch der umstrittenste Teil – nirgendwo schlagen die Emotionen so hoch wie bei der Frage, ob und wenn ja, wo neue Stromtrassen gebaut werden sollen. Für die Schaffung gesellschaftlicher Akzeptanz ist ein kluger und transparenter Netzplanungsprozess notwendig.

Seit 2011 sieht das Energiewirtschaftsgesetz einen öffentlichen Prozess der Netzentwicklungsplanung vor – ein großer Fortschritt gegenüber dem vorherigen Verfahren, in dem die Netzbetreiber selbst alleine den Ausbaubedarf definiert haben. Dieser neue Prozess wurde im Lauf der letzten zwei Jahre das erste Mal durchlaufen und mündete im Bundesbedarfsplangesetz, das im Juli 2013 in Kraft getreten ist.

Agora Energiewende hat gemeinsam mit BET Aachen (Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH) in dem vorliegenden Gutachten eine Evaluierung des neuen Planungsverfahrens vorgenommen und einen Methodenvorschlag erarbeitet, wie die Netzplanung weiter verbessert werden kann – mit dem Ziel, so bald wie möglich ein Stromnetz für die Energiewende zu erarbeiten, das einerseits robust ist mit Blick auf mögliche künftige Entwicklungen, andererseits aber auch alle wirtschaftlich vernünftigen Elemente eines effizienten Netzausbaus konsequent ausschöpft. Der Methodenvorschlag wurde durch eine exemplarische Netzberechnung getestet, um seine Anwendbarkeit zu illustrieren.

Das 2011 eingeführte stufenweise Verfahren der Netzentwicklungsplanung

Das neu in Kraft getretene Verfahren umfasst im Kern folgende Elemente:

- Die Übertragungsnetzbetreiber erstellen den Entwurf eines Szenariorahmens über die wahrscheinliche Entwicklung von Stromerzeugung, -nachfrage und -austausch mit dem Ausland in den kommenden 10 beziehungsweise 20 Jahren. Der Szenariorahmen umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien). Die Bundesnetzagentur veröffentlicht und konsultiert den vorgelegten Entwurf. Sie genehmigt ihn dann unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung.
- Auf dieser Basis erstellen die Übertragungsnetzbetreiber den Entwurf eines Netzentwicklungsplans, der alle zusätzlichen Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen beschreiben soll, die notwendig sind, um die sich aus dem Leitszenario ergebenden Stromtransportanforderungen zu bewältigen. Die Öffentlichkeit erhält Gelegenheit, sich zu dem Entwurf des Netzentwicklungsplans zu äußern. Anschließend wird der – gegebenenfalls überarbeitete – Plan der Bundesnetzagentur vorgelegt.
- Die Bundesnetzagentur prüft die Übereinstimmung des Entwurfs des Netzentwicklungsplans mit den gesetzlichen Vorgaben, verlangt gegebenenfalls Änderungen, erstellt eine strategische Umweltprüfung zum Plan, beteiligt die Öffentlichkeit und bestätigt abschließend den Netzentwicklungsplan.
- Der bestätigte Netzentwicklungsplan wird der Bundesregierung als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan übermittelt. Die Bundesregierung legt den Entwurf des Bundesbedarfsplans mindestens alle drei Jahre dem Bundesgesetzgeber vor.
- Mit dem Erlass des Bundesbedarfsplans durch den Gesetzgeber werden für die darin enthaltenen Vorhaben, die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt. Das *Ob* dieser Leitungen ist damit entschieden.
- Anschließend beginnen die Netzbetreiber mit der konkreten Planung und Realisierung der im Bundesbedarfsplan festgelegten Netzausbaumaßnahmen. Insbesondere wird nun die konkrete Streckenführung der im Bedarfsplan festgelegten Neubautrassen geplant, also die Festlegung des *Wie* und *Wo* der genannten Trassen.

Dieses Verfahren ist vollumfänglich bis zum Bundesbedarfsplangesetz mindestens alle drei Jahre durchzuführen. Eine Fortschreibung des Szenariorahmens und des Netzentwicklungsplans hat jährlich zu erfolgen – mit entsprechender Konsultation der Öffentlichkeit.

Schwachstellen des derzeitigen Verfahrens

Der konsultierte und von der Bundesnetzagentur festgestellte Szenariorahmen enthält entsprechend den Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) drei Szenarien für die wahrscheinliche Entwicklung der nächsten 10 und eines für die der nächsten 20 Jahre. Das Szenario B für 2022 wurde zum Leitszenario erklärt. Der genehmigte Netzentwicklungsplan deckt ausschließlich das Leitszenario ab. Über die Eignung des Netzentwicklungsplans für alle anderen Szenarien (wahrscheinliche Entwicklungen) gibt es keine Aussagen. Der Netzentwicklungsplan ist nicht robust, weil er nur für eine einzige wahrscheinliche Zukunft ausgelegt ist.

Hinzu kommt, dass bislang nur etwa zwei Drittel der Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Eingang in das Bundesbedarfsplangesetz gefunden haben. Das eröffnet allerdings die große Chance, die vorgeschlagenen methodischen Erweiterungen in die nächste Bundesbedarfsplanung einfließen zu lassen.

Eine weitere Schwachstelle beim derzeitigen Verfahren besteht darin, dass nicht von Anfang an alle ökonomisch vernünftigen Möglichkeiten zur Beschränkung des Netzzubaus einbezogen wurden, wie Abregelung von Einspeisespitzen, Lastmanagement, gezielte Standortwahl für neue Kraftwerke und innovative Betriebsmittel.

Die Alternative: Ein Methodenvorschlag

Agora Energiewende hat in Zusammenarbeit mit BET Aachen den ersten Durchgang des neuen Planungsverfahrens für die Übertragungsnetze ausgewertet und einen Vorschlag für eine Weiterentwicklung erarbeitet. Ziel des Vorschlags ist es, die vorangehend angesprochenen Schwächen des bestehenden Netzplanungsprozesses zu beseitigen.

Da wir die Zukunft, für die wir planen, nicht genau kennen, sollte das Übertragungsnetz für verschiedene wahrscheinliche Entwicklungen ausgelegt sein. *Wahrscheinliche Entwicklung* meint nicht *Extremszenarien*.

Szenarien: In mehreren Schritten wurden zunächst hinreichend verschiedene, in sich konsistente Szenarien erarbeitet. Es wurden die wichtigen Einflussfaktoren identifiziert und strukturiert. In einem weiteren Schritt wurden die Einflussfaktoren bezüglich ihres Istzustandes und möglicher Entwicklungspfade ausgearbeitet. Es folgte eine genaue Analyse der Wirkbeziehungen zwischen den Einflussfaktoren und deren Konsistenz. Schließlich wurden die Szenarien verdichtet und mithilfe mathematischer Konsistenzberechnungen ausgewählt.

Diese Szenarien bilden nun einen Möglichkeitsraum von potenziellen zukünftigen Entwicklungen ab, der die ihm zugeordnete Unsicherheit der Zukunft repräsentiert – nicht mehr und nicht weniger.

Im Ergebnis des beschriebenen Prozesses wurden vier Szenarien ausgewählt, die konsistent, unterschiedlich und intuitiv verständlich waren. Diese werden wie folgt charakterisiert:

Szenario A

(verbrauchsnahe, dezentrale Speicher, flacheres Lastprofil, günstige Konventionelle)

Eher dezentrale Erzeugungsstruktur, Erneuerbare und neue konventionelle Erzeugung werden verbrauchsnahe gebaut. Die Lastkurve vermeidet extreme Lastspitzen durch intelligente Lastverschiebung und dezentrale Speichereffekte. Effizienzziele (Rückgang der Nachfrage) der Bundesregierung werden nicht erreicht. Eher niedrigere Grenzkosten der konventionellen Stromerzeugung.

Szenario B

(beste Standorte, Großspeicher, steileres Lastprofil, teure Konventionelle)

Eher an besten Standorten orientiert, Windkraftanlagen an der Küste und Solaranlagen vornehmlich im Süden. Ausbau von Großspeichern, steigender Brennstoff- und stärker steigender CO₂-Preis. Die Effizienzziele der Bundesregierung werden erreicht, wenig Lastmanagement.

Szenario C

(beste Standorte, wenig Speicher, steileres Lastprofil, sehr günstige Konventionelle)

Eher an besten Standorten orientiert, aber keine Flankierung durch Speicher. Das Lastprofil ist nicht zeitlich optimiert und die Effizienzziele werden nicht erreicht. Sinkende Brennstoffpreise und nur moderat ansteigende CO₂-Preise sorgen für niedrige Erzeugungskosten für Strom.

Szenario D

(verbrauchsnahe, dezentrale Speicher, flachere Lastkurve, sehr teure Konventionelle)

Eher verbrauchsnahe und dezentrale Erzeugung und Speicher. Abgeflachte Lastkurve, intelligente Maßnahmen verlagern die Spitzen zeitlich und entlasten die Transportnetze. Hohe Brennstoffpreise und ein stark ansteigender CO₂-Preis. Effizienzziele werden erreicht.

Marktsimulation: Im Unterschied zum Netzentwicklungsplan, bei dem für jedes der definierten drei Szenarien eine eigene Netzausbauplanung durchgeführt wurde und somit drei Netze resultierten (von denen anschließend zwei verworfen wurden), werden im vorgeschlagenen Verfahren alle ausgewählten Szenarien im Rahmen der Marktsimulation berücksichtigt. Die Netzausbauplanung soll nun so erfolgen, dass das resultierende Netz den Lastfällen aller Szenarien zugleich genügt. Es entsteht also nur ein einziges Netz, das für unterschiedliche zukünftige Entwicklungen robust ist.

Diese oben genannten vier Szenarien wurden im Rahmen einer Marktmodellierung für die Jahre 2018, 2023, 2028 und 2033 konkretisiert mit Blick auf den jeweils sich ergebenden Einsatz der konventionellen und Erneuerbare-Energien-Kraftwerke sowie auf das Verhalten der Stromnachfrage.

Netzberechnung: BET Aachen hat daraufhin (als Test für die Tauglichkeit der neuen Planungsmethode) eine Netzausbauplanung durchgeführt. Es wurde nachgewiesen, dass für die nach obiger Methodik erstellten Lastfälle ein Netz geplant werden kann, das allen Transportfällen genügt; damit ist erwiesen, dass die Methodik durchführbar ist. Dieses Netz hat jedoch keine Legitimation als Alternative zum Netzentwicklungsplan, da es ohne Mitwirkung der Netzbetreiber, ohne öffentliche Konsultation und ohne Prüfung durch die Bundesnetzagentur entstanden ist. Auch machte der fehlende Zugriff auf die Detailkenntnis der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in manchen (Modell-)Aspekten Vereinfachungen notwendig.

Auf einige Aspekte der Netzberechnung sei gesondert hingewiesen. Bei der Ausbauplanung wurde darauf geachtet, dass der Gleichstrom von Offshore-Windparks an der Küste teilweise nicht erst in Wechselstrom konvertiert wird, bevor er erneut konvertiert werden muss, um in die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitung (HGÜ) eingespeist zu werden. Damit konnten einige Konverterstationen eingespart werden. Das Augenmerk bei der Planung lag

im Ausbau in bereits bestehenden Trassen und in der Umbeseilung auf vorhandenen Masten. Damit konnten die Neubau-Trassenlängen nicht unerheblich reduziert werden.

Durch die Methode der Rückwärtsplanung vom Zieljahr 2033 in einzelnen Schritten von jeweils fünf Jahren konnte nicht nur für die nähere und fernere Zukunft der Ausbaubedarf genau ermittelt werden. Diese Planungsmethode ermöglichte es außerdem, einzelne Leitungsprojekte zeitlich zu priorisieren und so ihre Dringlichkeit festzustellen.

Grundsätzlich gilt, eine starke Bündelung von Trassen birgt in der Planung auch Gefahren für die Versorgungssicherheit, die sorgfältig abgewogen werden müssen. Dies gilt auch für die DC-Trassen im Netzentwicklungsplan. BET hat daher neben einer starken Bündelung zusätzlich einen alternativen Bündelungsvorschlag gebildet, der mit vier deutlich schwächer gebündelten Transportkanälen arbeitet.

Methodische Hauptunterschiede zum NEP-Vorgehen:

Die Unterschiede zum Vorgehen, das bei der Erstellung des Netzentwicklungsplanes gewählt wurde, werden im Gutachten ausführlich erläutert. Aus methodischer Sicht ergeben sich die wesentlichen Differenzen zum einen in der Bildung der Szenarien, zum anderen in deren Verwendung. Die folgende Auflistung zeigt die Kernunterschiede der Methoden:

Szenarienbildung

Agora / BET	NEP
Szenarien werden methodisch gebildet.	Szenarien entstehen im Diskurs.
Konsistenz wird geprüft und optimiert.	Konsistenz wird implizit angestrebt.
Unterschiedlichkeit dient der Abdeckung des Möglichkeitsraumes.	Unterschiedlichkeit entsteht ggf. aus dem Diskurs.
Nachvollziehbarkeit der Bildung ist jederzeit gegeben.	Szenarienbildung ist eine <i>Blackbox</i> .

Szenarienverwendung

Alle ausgewählten Szenarien werden weiter verwendet.	Das Basisszenario wird Grundlage der weiteren Planung.
Es wird ein Netz für <u>alle</u> Szenarien geplant.	Je Szenario wird ein Netz geplant, davon hat aber nur das Basisszenario-Netz nachhaltige Bedeutung.
„Ansatz der Rückwärtsplanung“ ermöglicht differenzierte Betrachtung auf dem Zeitstrahl.	Betrachtung eines Stützjahres ermöglicht keine zeitliche Differenzierung.
Auswahl nach Dringlichkeit möglich	Dringlichkeit unbekannt
Alle Maßnahmen sind „wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich“.	Auswahl der Maßnahmen nach „Wirksamkeit, Bedarfsgerechtigkeit, Erforderlichkeit“
Das Maß der Robustheit des angestrebten Netzes wird explizit gemacht („Was soll das Netz alles aushalten?“).	Netz ist für genau eine Zukunft ausgelegt.

Darüber hinaus wurden gegenüber dem NEP abweichende Prämissen gesetzt, die zwei wesentlichen lauten:

- „Erzeugungsmanagement“: kein Ausbau des Netzes für die letzte kWh
- „Allokation konventioneller Erzeugung“: Neue Kraftwerke werden an netztechnisch vorteilhaften Standorten errichtet.

Weitere Abweichungen treten in der Datenaufbereitung im Zuge der Marktmodellierung zutage (siehe „Merkliste“).

Diese und weitere Unterschiede zum bisherigen Vorgehen lassen die im Folgenden detailliert dargestellte Methode vorteilhaft und als eine wesentliche Weiterentwicklung erscheinen.

Begleitkreis

Wir danken den Mitgliedern des Begleitkreises für ihren Input. Die Verantwortung für die Ergebnisse der vorliegenden Untersuchung liegt ausschließlich bei Agora Energiewende und BET Aachen.

Im Begleitkreis waren unter anderem vertreten:

- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
- Bundesnetzagentur (BNetzA)
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW)
- Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
- Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU)
- 50Hertz Transmission GmbH
- World Wide Fund For Nature (WWF Deutschland)
- Deutsche Umwelthilfe e.V. (DUH)
- Technische Universität Graz

Vorläufige Fassung

1.2 Abstract

The results at a glance:

- If we are planning a network for an uncertain future, this network should be designed for various probable developments. The restriction to a single „reference scenario” falls short.
- Initially scenarios which were sufficiently different and consistent were developed, condensed and selected with the help of mathematical consistency calculations in several steps.
- The planning process should include all economically reasonable options for an efficient network expansion from the beginning. Down regulation of feed-in peaks, load management, network relevant choice of new power plants and innovative equipment can reduce network expansion needs.
- To test the feasibility of the methodological approach developed here, an example network planning was performed and found adequate. This network provides a test result for the planning method. It has no legitimacy as an alternative to the network development plan.

Starting point and approach

The network expansion is a prerequisite for the implementation of the energy transition. However, it is also the most controversial part - emotions run nowhere as high as with the question whether, and if so, where new power lines are to be built. For the creation of social acceptance a clever and transparent network planning process is necessary.

Since 2011, the Energy Act (Energiewirtschaftsgesetz, EnWG) provides for a public process of network development planning - a great improvement over the previous method, in which the network operators themselves defined the necessary expansion. This new process was performed for the first time over the last two years and culminated in the federal requirements plan law (Bundesbedarfsplangesetz), which came into force in July 2013.

Agora Energiewende together with BET Aachen has undertaken an evaluation of the new planning process in the present report and proposed a method as to how network planning can be improved further. The goal is to develop a grid for the energy transition as soon as possible, which is robust with a view to possible future developments and thoroughly exploits all commercially reasonable elements of an efficient network expansion. The proposed method was tested by an example network calculation to illustrate its applicability.

The gradual process of network development planning introduced in 2011

The method which newly entered into force comprises the following core elements:

- Transmission system operators create a draft scenario framework of the likely development of power generation, demand and exchange with other countries in the coming 10 to 20 years. The scenario framework includes at least three development paths (scenarios). The Federal Network Agency publishes and consults on the draft submitted. The draft is then approved by the Agency under consideration of the results of the public participation.
- On this basis, the transport system operators (TSOs) create a draft network development plan which will describe any additional network expansion and enhancement measures that are necessary to cope with the changes resulting from the reference scenario transport requirements of electricity. The public will have an opportunity to comment on the draft network development plan. The possibly revised plan of the Federal Network Agency is then presented.
- The Agency verifies the conformity of the draft network development plan with the statutory requirements. It shall then - if necessary - demand changes, create a strategic environmental assessment of the plan and consult the public. Subsequently it will confirm the network development plan.
- The approved network development plan is then submitted to the Federal Government as a draft for the federal requirement plan. The Federal Government shall submit the draft federal requirement plan at least every three years to the federal legislature.
- With the confirmation of the federal requirement plan by the legislature the energy industrial need and the urgency of the contained projects is determined. The „if“ of these lines is thereby decided.
- Consequently the grid operators begin the planning and implementation of the required grid expansion measures set out in the federal requirement plan. In particular, the specific routes of the required grid expansion measures set out in the federal requirement plan, in other words the „how and where“ of the projects, is planned.

This entire process up to the federal requirements plan law is to be carried out at least every three years. A continuation of the scenario framework and network development plan must be done annually - with the necessary public consultation.

Weaknesses of the current process

The scenario framework consulted and determined by the Federal Network Agency as required by the EnWG contains three scenarios for the likely development of the next 10 and one for the next 20 years. Scenario B for 2022 was declared the reference scenario. The approved network development plan exclusively covers the reference scenario. There are no statements about the suitability of the network development plan for all other scenarios (probable developments). The network development plan is not robust because it is designed for only one probable future.

On top of that so far only about two-thirds of the measures of the network development plan have been included in the federal requirement plan. However, this opens up a great opportunity to include the methodological enhancements in the next federal requirement plan.

Another weakness in the current method is that not all economically reasonable ways to limit grid development were included from the beginning, such as down regulation of feed-in peaks, load management, targeted siting of new power plants and innovative equipment.

The alternative: A proposed method

Agora Energiewende in collaboration with BET Aachen evaluated the first round of the new planning procedure for transmission networks and developed a proposal for a further development. The aim of the proposal is to eliminate the above mentioned weaknesses of the existing network planning process.

Since the exact future for which we plan is uncertain, the transmission system should be designed for various probable developments. „Probable development” does not mean „extreme scenarios”.

Scenarios: Initially scenarios which are sufficiently different and consistent were developed in several steps. The key influencing factors were identified and structured. In a consequent step, the key influencing factors were developed further with respect to their current condition and possible development paths. This was followed by a detailed analysis of the relationships between the influencing factors and their consistency. Finally, the scenarios were selected and condensed using mathematical consistency calculations.

These scenarios now depict a possibility range of potential future developments, representing the uncertainty of the future – no more, no less.

As a result of the process described four scenarios were selected that were consistent, different and intuitive. These are characterized as follows:

Scenario A

(Close to consumer, distributed storage, flatter load profile, favorable conventional generation)

Rather decentralized generation structure, renewable and new conventional generation will be built close to the consumer. The load curve avoids extreme peaks of by intelligent load shifting and decentralized storage effects. The efficiency goals (decrease in demand) of the federal government are not met. Rather low marginal costs of conventional electricity generation.

Scenario B

(Best locations, large storage, steeper load profile, expensive conventional generation)

Choice of location aimed at finding the best possible location, wind on the coast, solar systems mainly in the south. Expansion of large storage, rising fuel and more steeply rising CO₂ price. The efficiency goals of the federal government are achieved, minor degree load management.

Scenario C

(Best locations, little storage, steeper load profile, very convenient Conventional)

Choice of location aimed at the best possible location, but no support through storage. The load profile is not optimized over time and the efficiency goals are not achieved. Falling fuel prices and only moderately higher CO₂ prices ensure low production costs for electricity.

Scenario D

(Close to consumer, distributed storage, flatter load curve, very expensive conventional generation)

Distributed generation and storage rather close to consumption. Flat load curve, intelligent load management shift the peaks over time and thus relieve the transmission networks. High fuel prices and a strong increase in CO₂ price. Efficiency targets are met.

Market simulation: Under the proposed method all the selected scenarios are taken into account in the market simulation. This is in contrast to the network development plan in which network expansion planning has been carried out for each of the defined three scenarios, and thus resulted in three networks (of which two were later discarded). The network expansion planning should be such that the resulting network is now adequate for the load situations in all scenarios. The result is thus a single network that is robust for different future developments. The four described scenarios were further differentiated for the market model focusing on the years 2018, 2023, 2028 and 2033.

Network calculation: BET Aachen has subsequently performed (as a test of the suitability of the new planning method) a network expansion planning. It has been demonstrated that for the load cases created by the above methodology, a network can be planned which is adequate for all transport cases. Thereby it is shown that the method is feasible. However, this network has no legitimacy as an alternative to network development plan since it was created without the cooperation of network operators, without public consultation and without consideration by the Federal Network Agency. Also, simplification in some (model) aspects was necessary due to lack of access to the detailed knowledge of the TSOs.

Some aspects of the network calculation should be noted. During the expansion planning DC power from offshore wind farms was partly not converted to AC at the coast before it needs to be converted again before its feed in into the high voltage DC transmission lines (HVDC). Thus, the building of some converter stations could be avoided. The focus of the planning was on the expansion of existing lines and in the power line upgrade on existing poles. Thus, the new line lengths could be reduced significantly.

The need for expansion could be determined accurately for the near and distant future through the method of reverse design of the 2033 target in five year stages. This planning method also allowed prioritization of particular projects over time and consequently the determination of a project's urgency.

A strong bundling of lines also contains risks to security of supply which must be carefully considered. This also applies to the DC lines in the network development plan. In addition to

strong bundling BET has therefore developed an alternative bundling proposal which uses four significantly less bundled transport channels.

Methodical differences between the BET/Agora and the NEP approach:

The differences between the two approaches will be described in this paper in detail. The main differences concern, firstly the creation of the scenarios, secondly their usage. These main differences are listed up in the following table:

Creation of scenarios

Agora / BET	NEP
Scenarios are created methodically	Scenarios are the result of a discussion
Consistency is checked	Consistency is aspired to
Scenarios are different to represent a range of possible developments	Differences may result from the discussion
Creation is a transparent process	Creation is a „black box“

Usage of scenarios

All scenarios will be used in the following steps	The base case scenario will be most important to the following steps
One grid for all scenarios will result	One grid for each scenario will result, but only the one belonging to the base case scenario is important to the following steps
Planning backwards enables to show which lines are most urgent	Looking at individual years does not allow any conclusion concerning urgency
Selection on the basis of urgency is possible	Urgency is unknown
All lines are effective, are meeting the demands and are necessary	Lines are selected if they seem to be effective, meeting the demands and are necessary
The planner chooses the level of robustness for the grid	The grid is designed for exactly one future.

Furthermore there are two important assumptions which are different to the NEP approach:

- The grid does not have to be designed to absorb all the feed in of renewable energies
- New power plants will be located at sites useful for the grid

For that and other reasons the BET/Agora approach seems to be advantageous.

Advisory Committee

We thank the members of the monitoring group for their input. Responsibility for the results of the present investigation lies exclusively with BET Aachen and Agora Energiewende.

The Advisory Committee representatives included, amongst others:

- Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU)
- Bundesnetzagentur (BNetzA, Federal Network Agency)
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW, Federal Association of Energy and Water Industries)
- Bundesverband Erneuerbarer Energien e.V. (BEE, Renewable Energy Federation)
- Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU, Association of Local Utilities)
- 50Hertz Transmission GmbH
- World Wide Fund For Nature (WWF Deutschland)
- Deutsche Umwelthilfe e.V. (DUH, German Environmental Aid)
- Technical University Graz

Vorläufige Fassung

2 Einleitung und Aufgabenstellung

2.1 Hintergrund

Die Energiewende bedeutet eine fundamentale Umstellung unserer Energieversorgung von bisher konventionellen Energieträgern hin zu Erneuerbaren Energien – insbesondere Windkraft und Photovoltaik werden die tragenden Säulen der deutschen Stromversorgung sein. Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung beträgt heute rund 23 Prozent, er soll bis zum Jahr 2030 auf mindestens 50 Prozent und bis 2050 mindestens 80 Prozent betragen. In den vergangenen Jahrzehnten stand der Netzausbau nicht im Fokus der Netzbetreiber, mit der Folge zurückhaltender Investitionstätigkeiten. Mit der zunehmenden Herausforderung an die Netze ist dieses Thema auch stärker in die Öffentlichkeit gerückt. Der Netzausbau ist für das Gelingen der Energiewende von zentraler Bedeutung. Dabei sind allerdings verschiedene grundlegende Fragestellungen zu beantworten:

Zuvorderst stellt sich die Frage nach der richtigen Dimension, die für das Netz der Zukunft erforderlich ist. Ein übertriebener Netzausbau belastet beispielsweise Anwohner und Landschaftsbild unnötig und führt zu höheren Netzkosten, welche die Netznutzer letztlich zahlen müssen. Ein zu gering dimensionierter Netzausbau birgt hingegen das Risiko, ineffiziente Bewirtschaftungsmaßnahmen (zum Beispiel häufiges *Redispatch*, Abregelung von Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien et cetera) hinnehmen zu müssen oder sogar die Versorgungssicherheit zu senken. Beide Fälle sind nach Möglichkeit zu vermeiden.

Welche Dimensionierung ausreichend ist, wird vorrangig von der Annahme möglicher Alternativen zum Netzausbau bestimmt. Hierunter fällt zum Beispiel die Frage, ob die Abregelung der Erneuerbaren Energien (EE) in gewissem Maße zugelassen werden soll oder nicht. Auch die Frage nach der Ansiedlung von Erzeugungsanlagen (konventionelle wie EE) fällt hierunter. Zudem bilden die Zukunftsszenarien, die als wahrscheinlich angesehen werden, die Grundlage jeder Quantifizierung und müssen daher mit besonderer Sorgfalt erstellt und verwendet werden.

In den Arbeiten zum Netzentwicklungsplan 2012 und damit letztendlich zum Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) wurde unter hohem Zeitdruck und zum Teil auf unzureichender Datenbasis durch ÜNB und BNetzA versucht, diese Aufgaben zu lösen. Der Zeitdruck war und ist hierbei letztlich der Befürchtung geschuldet, dass ein verzögertes Inkrafttreten des BBPIG zu einer weiteren Verzögerung im Netzausbau und damit zu einer Gefährdung der Energiewende führen könnte. Der bestehende Prozess wird jährlich rollierend durchgeführt, beginnend von der Vorlage und Konsultation der Szenarien und deren Genehmigung durch die BNetzA, über eine Marktmodellierung bis hin zur Netzausbauplanung. Die Netzausbauplanung findet alle drei Jahre (oder bei gravierenden Neuentwicklungen) Niederschlag im BBPIG. Da der skizzierte Prozess mehr als ein Jahr dauert, überlappen sich mehrere Durchgänge zeitlich.

Zeitdruck und die hohe Komplexität waren aber auch Treiber dafür, dass das Vorgehen der Beteiligten in manchen Punkten nicht optimal und die Teilschritte nicht perfekt aufeinander abgestimmt waren. Auch diverse Konsultationsbeiträge drängten auf die Untersuchung alternativer Ansätze und Methoden. Eine kontinuierliche Verbesserung des – ohnehin periodischen – Prozesses der Erstellung des NEP ist daher anzustreben.

Das vorliegende Gutachten soll dazu einen Beitrag leisten, indem es – losgelöst vom Tagesgeschäft der Konsultationen, Entwürfe und Festlegungen – eine umfassende und konsistente Methodik erarbeitet, wie der gesamte Prozess der Weiterentwicklung des Stromtransportnetzes durchgeführt werden kann. In Teilaspekten ist dieser Prozess identisch mit dem heute etablierten; in anderen Bereichen ergeben sich größere und kleinere, zum Teil aber wesentliche Abweichungen.

Um nicht im theoretischen Raum zu verharren und zugleich die Praxistauglichkeit der Methode unter Beweis zu stellen, wurde die vorgestellte Methode parallel auch durchgeführt, das heißt, der Netzausbau wurde auch konkret geplant.

2.2 Übersicht Projektablauf

Die Gesamtbearbeitung gliedert sich in drei inhaltliche Bereiche und in einen beschreibenden Arbeitsbereich (AB 1 bis AB 4):

- AB 1: Aufstellung konsistenter Szenarien und ihrer Verwendung
- AB 2: Verwendung von Marktmodellen zur Ableitung einer Stromtransportaufgabe aus den Szenarien
- AB 3: Netzausbauplanung

Diese Blöcke sind allerdings nicht unabhängig voneinander, Interaktionen und Iterationen treten auf.

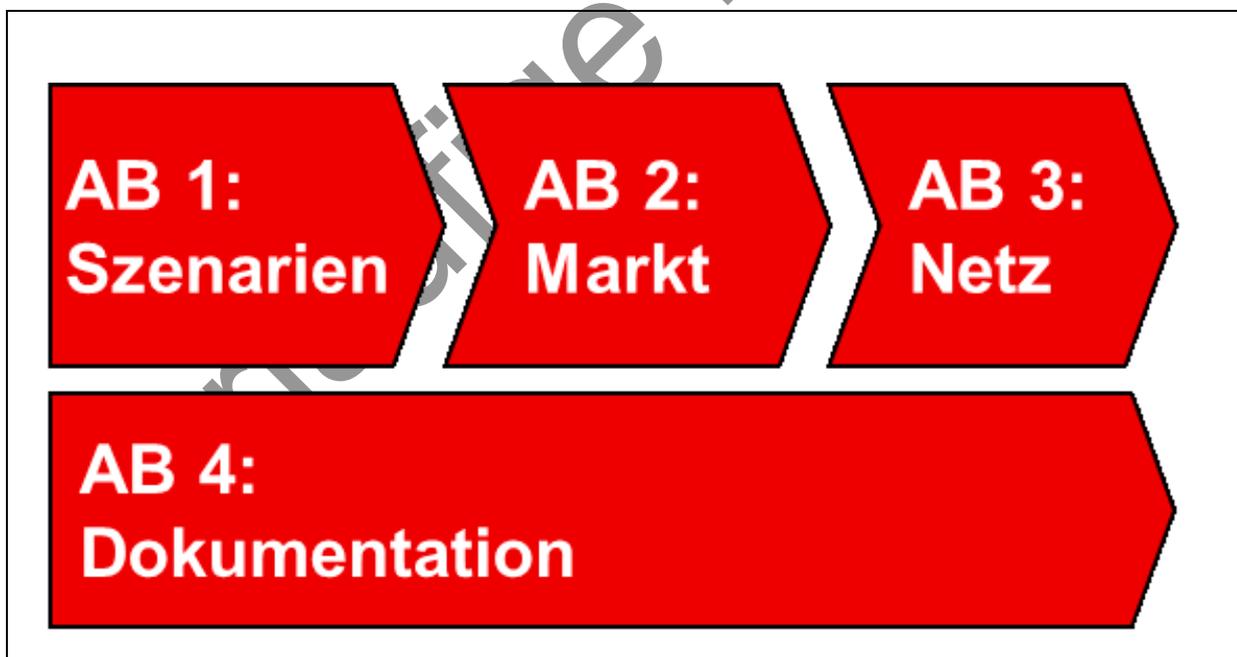


Abbildung 1: Projektphasen

Die **Szenarien** bilden dabei Einschätzungen der Zukunft ab. Konkret müssen sie die Datengrundlage für die folgenden Projektschritte (vor allem die Marktmodellierung und Regionalisierung) hinreichend genau bilden. In der **Marktmodellierung** wird dann ein ComputermodeLL des Systems, vor allem der konventionellen Erzeuger, mit diesen Inputdaten beaufschlagt. Es resultiert die zeitlich und räumlich fein aufgelöste Verhaltensweise dieser Markt-

teilnehmer. Dies wiederum bildet den Eingangsdatensatz für die eigentliche **Netzausbau-planung**. Zu allen Teilschritten folgen im weiteren Verlauf des Gutachtens detaillierte Erläuterungen.

Um die vorliegende Studie bereits während ihrer Erstellung sowohl inhaltlich als auch methodisch zu begleiten, hat Agora Energiewende eine Expertenrunde eingerichtet. Fachleute aus den mit der Netzplanung befassten Ministerien und Behörden bildeten gemeinsam mit Wissenschaftlern, Verbänden, Umweltschützern und Netzbetreibern einen Begleitkreis, der sich im Laufe der Studiererstellung sechs Mal getroffen hat. Die Aufgabe des Begleitkreises war es, in jeder einzelnen Phase des Projektes Input und Feedback zu den Ansätzen, Methoden, Daten und Ergebnissen der Untersuchungen zu geben. Auf diese Weise wurde das Projekt einerseits durch eine große Meinungs- und Erfahrungsvielfalt bereichert. Andererseits konnte durch die fachkundige und kritische Diskussion eine hohe Qualität der Ergebnisse erreicht werden.

2.3 Ziel und Zweck des Projektes

Ziel dieses Projektes ist es, einen Beitrag zur breiten Akzeptanz des für die Energiewende notwendigen Netzausbaus zu leisten. Um dieses Ziel zu erreichen, ist die wissenschaftlich fundierte Definition eines notwendigen Netzausbaus ein wesentliches Element. Dazu soll in nachvollziehbarer Weise das beschriebene, angemessene Maß an Netzausbau sachgerecht bestimmt werden. Der vorliegende Ansatz ist geeignet, durch Transparenz und offene Kommunikation für eine höhere Akzeptanz dieser als notwendig erkannten Maßnahmen zu werben.

Im Mittelpunkt steht dabei die Methode: Der im Projekt ermittelte Netzausbau ist nicht als Gegenentwurf zum NEP zu verstehen, sondern vielmehr als Nachweis dafür, dass die gezeigte Methode trägt und zu sinnvollen und belastbaren Ergebnissen führen kann. Der vorliegende Methodenansatz ist geeignet, die Beteiligung der Öffentlichkeit im Zuge von Konsultationen schon in die Bildung der Szenarien zu integrieren, und muss in der Konsequenz unter Berücksichtigung dynamischer Effekte der Stromnetze von den Übertragungsnetzbetreibern berechnet und von der Bundesnetzagentur geprüft werden. Grundsätzlich führen veränderte Annahmen immer zu abweichenden Ergebnissen. Doch für diese gegebenenfalls abweichenden Ergebnisse würde aufgrund der besser nachvollziehbaren Methode größere Transparenz und damit möglicherweise größere Akzeptanz herrschen.

Letztlich möchte dieses Projekt einen methodischen Beitrag zum Gelingen der Energiewende leisten.

3 Arbeitsbereich A: Szenarientwicklung

3.1 Methode der Szenarientwicklung

Die Zukunft ist ungewiss. Diese trivial anmutende Aussage ist ausschlaggebend dafür, dass jeder, der für die Zukunft plant, damit rechnen muss, dass diese sich anders entwickelt als erwartet. Ganz allgemein gilt es daher, mehrere mögliche Entwicklungen zu antizipieren und sich zu fragen, auf welche dieser denkbaren Entwicklungen man sich einstellen, wofür man sich wappnen möchte oder muss.

Was für den allgemeinen Fall gilt, stimmt auch im Speziellen: Auch bezüglich eines ausgesuchten Themas, einer bestimmten Fragestellung, kann systematisch analysiert werden, welche relevanten zukünftigen Entwicklungen beachtet werden müssen. Die hier vorliegende Fragestellung lautet: **Für welche Transportaufgabe müssen wir das Übertragungsnetz der Zukunft ausbauen?**

3.1.1 Einführung in die Szenariotechnik

Ein erprobter methodischer Ansatz, sich diesem Thema zu nähern, besteht in der Szenariotechnik. In diesem Projektteil wurden BET und Agora unterstützt durch die **Geschka & Partner Unternehmensberatung, Darmstadt**, kurz GUP.

Szenarien der Zukunft bestehen aus einer Vielzahl von Einzelbestandteilen. Szenarien des Energiesektors zum Beispiel enthalten Aussagen über Brennstoffpreise und Entwicklungen des Stromverbrauchs sowie über eine Vielzahl weiterer Aspekte. Für jeden dieser Bestandteile existieren Einschätzungen, wie diese sich in der Zukunft entwickeln könnten. Zu manchen Teilaspekten bestehen unterschiedliche, manchmal sogar gegenläufige Einschätzungen der zukünftigen Entwicklung, andere gelten als relativ gut vorhersehbar. Die Szenariotechnik stellt eine Methode dar, mit der aus der Vielzahl möglicher zukünftiger Entwicklungen sinnvolle, konsistente und ausreichend verschiedene Bündel, also Kombinationen beziehungsweise Szenarien, zusammengestellt, ausgewählt und überprüft werden können. Hierzu folgen in den nachfolgenden Abschnitten weitere Details. Um dieses Ziel zu erreichen, sind – angelehnt an die Methodik der GUP¹ – die folgenden Schritte zur Szenarientwicklung durchgeführt worden.

Schritt 1: Strukturieren und Definieren des Themas

¹ Der methodische Ansatz von GUP wurde vorliegend nicht vollständig angewandt, da die Szenariotechnik einen Teil im Gesamtprojekt bildet. Hier werden die tatsächlich ausgeführten Tätigkeiten beschrieben. Die in der Ursprungsmethodik vorhandene Analyse der Szenarien auf das Thema wird in diesem Projekt durch die Marktsimulation und Netzausbauplanung ersetzt.

Einleitend wurde das Thema, mit dem sich die zu bildenden Szenarien befassen, bereits benannt: Die zukünftige Transportaufgabe des Übertragungsnetzes. Diese explizite Benennung dient dem Zweck, das Thema klar zu identifizieren und von anderen, verwandten Sachgebieten abzugrenzen. Um dies sachgerecht zu bewerkstelligen, muss das Ziel der zu findenden Szenarien im Auge behalten werden. Im Gesamtprojekt dienen die Szenarien dazu, das Marktmodell mit Inputdaten zu beaufschlagen. Dieses wiederum determiniert die räumliche Verteilung von Einspeisungen, die gemeinsam mit der Ansiedlung von Lasten den Transportbedarf bestimmen. Der Kontext, in dem die zu entwickelnden Szenarien verwendet werden sollen, ist also zum Beispiel nicht: *Was bringt die Energiewende?* oder *Was sind zukünftige Aufgaben des ÜNB?*, sondern ist ausschließlich die Frage nach der Transportaufgabe des Übertragungsnetzes.

Schritt 2: Identifizieren und Strukturieren der wichtigen Einflussfaktoren

Im zweiten Schritt wird untersucht, welche Faktoren das Thema beeinflussen. Die beeinflussenden Faktoren werden als Deskriptoren bezeichnet und im folgenden Kapitel diskutiert. Eine Beeinflussung kann direkt oder indirekt erfolgen. So ist zum Beispiel eine Veränderung des Verbrauchs (zum Beispiel Wegfall von Verbrauch an einem Umspannwerk) direkt relevant für die Transportaufgabe des Übertragungsnetzes und damit ein sogenannter direkter Deskriptor. Der demografische Wandel ist ein indirekter Deskriptor, da er den Verbrauch und damit auch die Transportaufgabe beeinflusst.

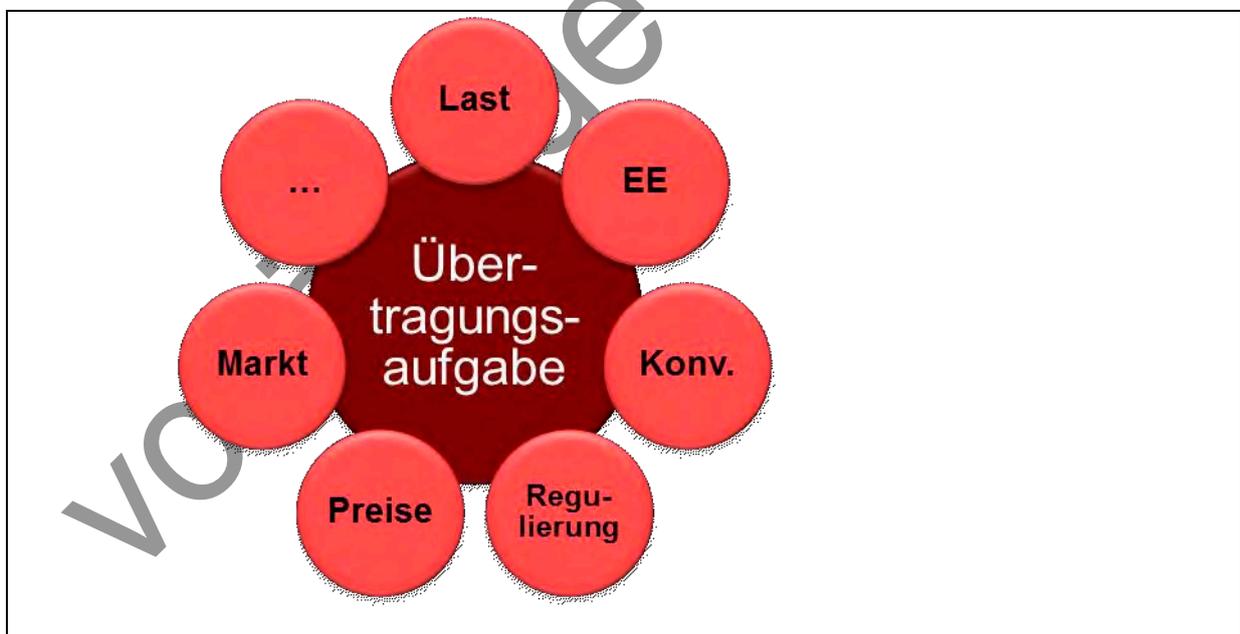


Abbildung 2: Thema und Einflussgrößen (Deskriptoren)

Ziel des Arbeitsschrittes ist es also, die relevanten Einflussgrößen zu identifizieren und in direkte und indirekte Deskriptoren zu gliedern.

Schritt 3: Ausarbeiten der Einflussfaktoren: Istzustand und Projektionen

Im nächsten Schritt gilt es, die Deskriptoren zu quantifizieren.² Hierbei wird zunächst ein Status quo beschrieben. Dieser Aspekt ist wichtig, damit ein einheitlicher Ausgangspunkt für die Diskussion um mögliche zukünftige Entwicklungen festliegt.

Eine Quantifizierung ist besonders bezüglich der direkten Deskriptoren unabdingbare Voraussetzung für die weiteren Projektschritte, da diese die Inputgrößen der späteren Marktmodellierung darstellen. Die indirekten Deskriptoren beeinflussen, wie stark sich direkte Deskriptoren ändern. In der Marktmodellierung werden somit die Veränderungen der indirekten Deskriptoren durch die Veränderungen der direkten repräsentiert.

Auch die Bildung der Zukunftsentwicklung (Prognosen, hier Projektionen genannt) muss quantitativ erfolgen. Es ist dabei möglich, auch unterschiedliche Projektionen eines Deskriptors anzunehmen, zum Beispiel gibt es Argumente für einen steigenden, ebenso aber für einen fallenden Gaspreis. Allerdings sollte die Anzahl der unterschiedlichen Projektionen pro Deskriptor drei nicht übersteigen, da diese sonst untereinander höchstwahrscheinlich zu ähnlich werden würden.

Die Auswahl der Projektionen bestimmt den Charakter der späteren Szenarien. Im vorliegenden Fall war es explizites Ziel, keine Extremszenarien zu bilden, wie diese vielleicht für Stresstests und ähnliche Anwendungen erforderlich wären. Vielmehr sollte eine realistische Bandbreite der möglichen und wahrscheinlichen zukünftigen Entwicklungen dargestellt werden. Hieraus folgt, dass auch in den einzelnen Projektionen keine Extrema dargestellt werden sollen, sondern die Bandbreite des realistisch Erwartbaren.

Schritt 4: Analyse von Wirkbeziehungen und Konsistenz

Die einzelnen Projektionen der Deskriptoren stehen zunächst unverbunden nebeneinander. Tatsächlich lassen sich aber mit energiewirtschaftlichem Sachverstand einerseits Beziehungen zwischen den Deskriptoren und andererseits sinnvolle beziehungsweise widersprüchliche Kombinationen von Projektionen erkennen. Hierzu im Einzelnen:

Die **Beziehungen** der Deskriptoren lassen sich daraufhin untersuchen, ob ein Deskriptor einen anderen beeinflusst, und wenn ja, ob er ihn verstärkt oder abschwächt. Eine Zunahme der Bevölkerung würde zum Beispiel den Stromverbrauch beeinflussen, nämlich tendenziell erhöhen. Eine Zunahme der installierten Windenergieanlagen hätte keinen Einfluss auf die Verbrauchshöhe.

² Die Quantifizierung der Deskriptoren war eine besondere Anforderung in diesem Projekt. Mit der Szenariotechnik an sich können sowohl quantifizierbare als auch qualitativ beschriebene Faktoren verarbeitet werden.

Die Untersuchung der Wirkzusammenhänge zwischen den Deskriptoren lässt eine Unterteilung in Treiber (also solche, die stark auf viele andere wirken) und Getriebene (also diejenigen, auf die viele andere einwirken) zu. Dies veranschaulicht Abbildung 3:

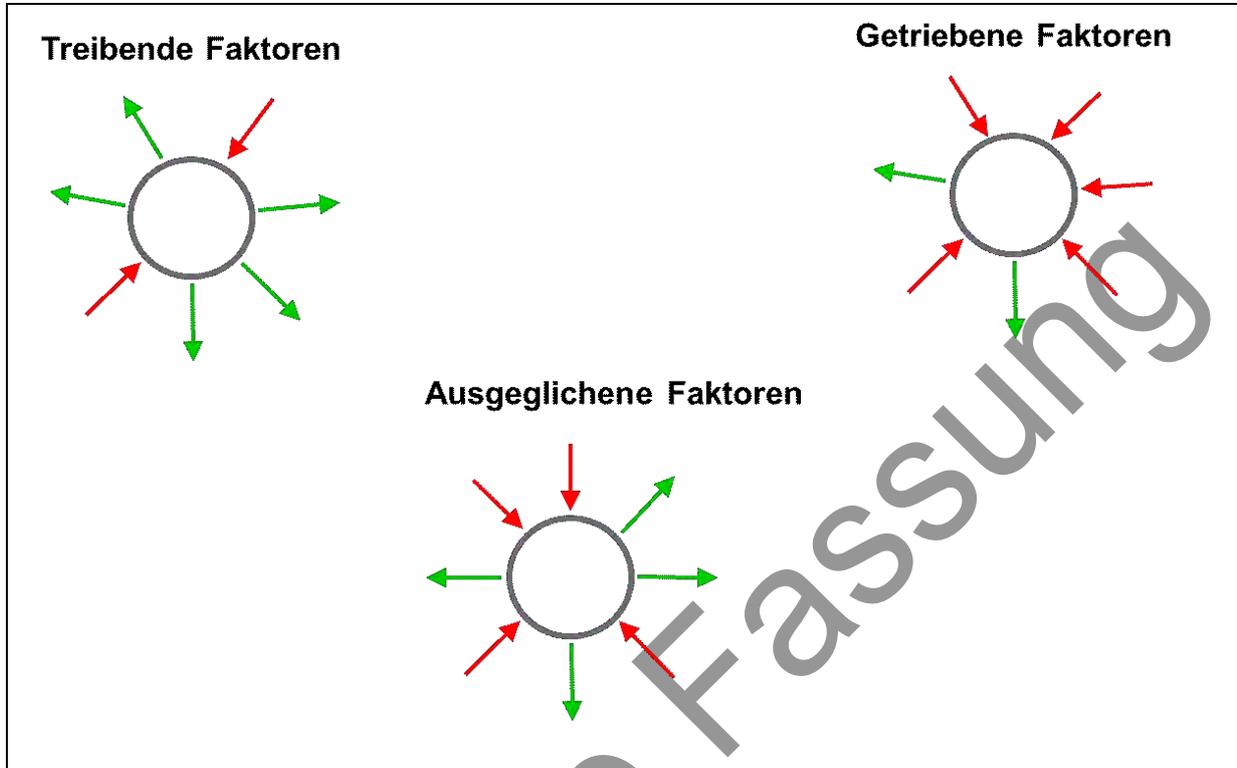


Abbildung 3: Treibende, getriebene und ausgeglichene Deskriptoren (Quelle: Geschka & Partner)

Auch ausgeglichene Wirkungsbilanzen sind möglich. Qualitativ lässt sich aus dieser Analyse ableiten, welche der Deskriptoren besonders wichtig für das Thema sind und welchen daher besondere Sorgfalt in der Beschreibung und Analyse zukommen muss.

Die zweite angesprochene Analyse befasst sich mit der Frage der **Konsistenz** verschiedener Paarungen von Projektionen. Eine stark sinkende Bevölkerungszahl ist zum Beispiel vordergründig konsistent zu einem angenommenen Verbrauchsrückgang, nicht aber mit einer signifikanten Verbrauchssteigerung. Ob diese Konsistenz tatsächlich gegeben ist, muss durch die Bearbeiter aufgrund ihrer Fachkenntnis entschieden werden. Um im obigen Beispiel zu bleiben: Auch bei rückläufiger Bevölkerungszahl kann – etwa bedingt durch Wasserstoffproduktion – eine Verbrauchszunahme plausibel sein. Diese Abwägung ist von Experten zu treffen.

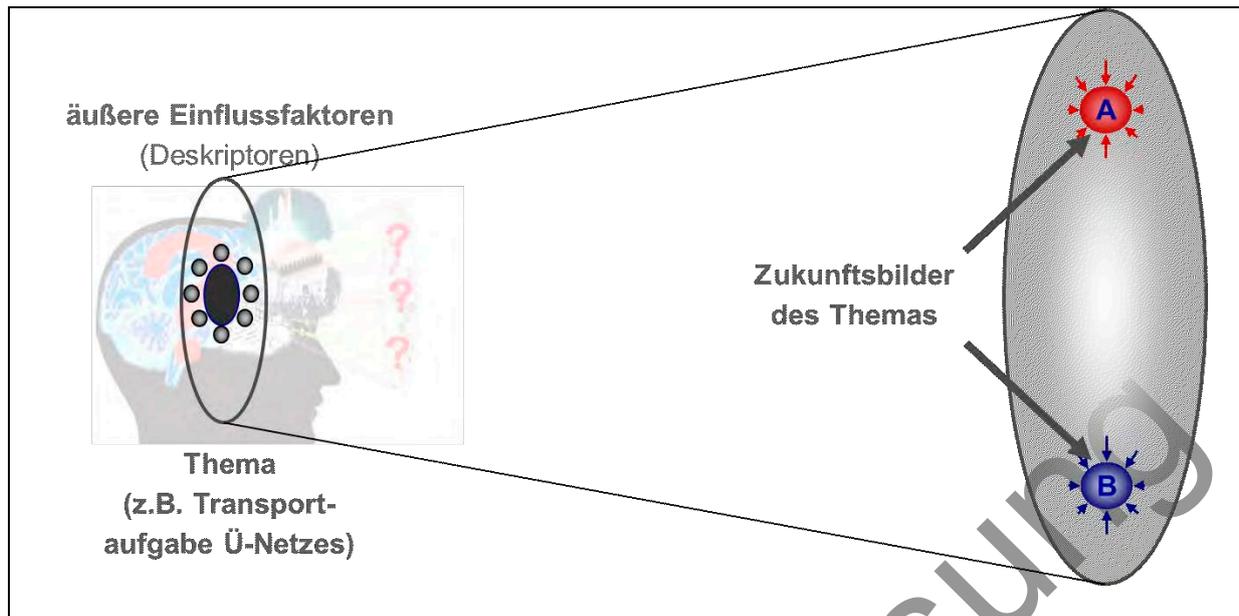


Abbildung 4: Kombinationen aus Projektionen bilden Szenarien (Quelle: in Anlehnung an Geschka & Partner)

Auch diese Analyse wird für jede mögliche Paarung der Deskriptoren und deren Ausprägungen (also Projektionen) durchgeführt. Ergebnis dieser Analyse ist eine Kennung, welche Projektionen der Deskriptoren zu welchen anderen besonders gut passen, also ein konsistentes Bild ergeben.

Schritt 5: Verdichtung und Auswahl von Szenarien

Die Ungewissheit der Zukunft und jedes einzelnen ihrer Bestandteile zeigt sich zunächst in der großen Zahl der durch die Kombination der Einflussgrößen theoretisch möglichen resultierenden Szenarien. Möchte man der Bandbreite der für möglich befundenen Entwicklungen mit der Methode der Kombinatorik näher treten, resultieren zum Beispiel aus zehn beschreibenden Größen (Deskriptoren, wie zum Beispiel Verbrauch, Ausbaupfad Wind et cetera), für die es je zwei Ausprägungen geben würde, $2^{10} = 1.024$ Kombinationen, also über tausend denkbare Gesamtbilder beziehungsweise Szenarien. Diese Anzahl ist in der Praxis nicht vernünftig handhabbar.

Die Szenariotechnik bietet hierfür eine Lösung: Es ist nicht das Ziel, alle diese theoretisch möglichen Szenarien zu betrachten. Vielmehr muss eine Auswahl Aufgabe erfüllt werden, wobei die Szenarien, die ausgewählt werden, zwei Hauptbedingungen genügen müssen:

1. Sie müssen in sich **möglichst konsistent** sein. In sich inkonsistente Szenarien, die also einzelne Projektionen beinhalten, die nicht zueinander passen, brauchen nicht betrachtet zu werden.
2. Sie müssen ausreichend **verschieden voneinander** sein. Zu ähnliche Szenarien, die sich zum Beispiel in nur einem Parameter (Deskriptor) unterscheiden, werden durch jedes der beiden angemessen repräsentiert, und es reicht aus, eines der beiden Szenarien zu betrachten.

Die Projekterfahrung der GUP zeigt, dass die vorgelagerten Analyseschritte bezüglich der Konsistenz in Verbindung mit einer Betrachtung der Unterschiedlichkeit eine computerunterstützte Auswahl an Szenarien ermöglicht, die konsistentere Ergebnisse erzielt als eine durch Experten frei gewählte Kombinationen der Projektionen. Anders ausgedrückt: Die mithilfe des Computers ausgewählten Szenarien (also Kombinationen von Entwicklungen) sind in der Regel konsistenter als frei zusammengestellte Szenarien. Dennoch können in diesem Schritt – falls es erforderlich erscheint – natürlich händisch ein oder mehrere Szenarien gebildet und hinzugefügt werden.

Ergebnis dieser fünf Schritte ist letztlich eine Auswahl von zum Beispiel drei oder vier Szenarien. Dieses Szenarienbündel stellt in dieser Studie den Datensatz der Eingangsparameter für die Marktmodellierungen dar.

Eine besondere Gruppe innerhalb der Deskriptoren bezeichnen wir als **Prämissen**. Eine Prämisse ist prinzipiell ein Deskriptor mit genau einer Projektion, also eine feststehende Annahme bezüglich einer zukünftigen Entwicklung. Die Annahme oder Ablehnung einer Prämisse stellt das gesamte Szenarioergebnis infrage: Wird eine Prämisse infrage gestellt, kann dies dazu führen, dass für sie zwei oder mehr Projektionen untersucht werden müssten. Dies würde im Weiteren zu anderen auszuwählenden Szenarien führen. Somit sind die Prämissen sehr sorgfältig zu wählen.

3.1.2 Bedeutung für die Netzausbauplanung

Eine Besonderheit (und auch ein Unterschied zum Vorgehen des NEP) besteht im Umgang mit den ausgewählten Szenarien. Während im NEP für jedes der definierten Szenarien eine Netzausbauplanung durchgeführt wurde, und somit drei Netzplanungen resultierten, wird hier ein anderer Weg eingeschlagen: Die Netzausbauplanung soll so erfolgen, dass das resultierende Netz den Einspeise- und Lastfällen sowie Transiten aller Szenarien zugleich genügt. Es resultiert ein einziges Netz.

Die Unsicherheit der Zukunft lässt sich auch durch Szenariotechnik nicht beseitigen. Es wird stets vorstellbare wenn auch unwahrscheinliche Ereignisse geben, auf die eine Vorbereitung unsinnig wäre, vergleichbar mit der Frage, wogegen es sich zu versichern lohnt. Weiterhin gibt es Möglichkeiten, mit der Unsicherheit der Zukunft umzugehen, die außerhalb der Netzausbauplanung liegen. Aber es gibt eben auch einen Teil der Ungewissheit, der durch einen angemessenen Ausbau des Übertragungsnetzes aufgefangen werden kann. Szenariobildung bedeutet im vorliegenden Anwendungsfall, sich zu fragen, für welchen Teil der Unsicherheiten der Zukunft das Netz gerüstet sein soll.

3.2 Anwendung der Szenarientwicklung

Die Entwicklung der Szenarien wurde im Rahmen der Gutachtenerstellung nicht nur beschrieben, sondern auch durchgeführt. Unter der methodischen Anleitung von GUP hat hier-

zu BET gemeinsam mit Agora Inhalte erarbeitet, die dem Begleitkreis vorgestellt und mit den Teilnehmern diskutiert wurden.

Im Folgenden werden die Setzungen und Festlegungen beschrieben, die im Rahmen dieses Prozesses erfolgt sind. Auch in diesem Projektschritt gilt: Die gebildeten Szenarien sollen weder bestehende noch zukünftige Szenarien des NEP ersetzen. Hierzu fehlt ihnen unter anderem die öffentliche Legitimation. Sie sind aber reale und valide Eingangsgröße für die darauf aufbauenden Prozessschritte und ermöglichen damit wiederum deren Validierung und Erprobung.

Merkliste

In diversen Aspekten sind im Rahmen der Gutachtenerstellung Festlegungen getroffen oder Vereinfachungen durchgeführt worden. Dies ist – wie bei jeder anderen vergleichbar komplexen Aufgabe auch – erforderlich, um die Aufgabe lösbar zu machen; beispielsweise sind auch bei der Erarbeitung des NEP etliche Festlegungen und Vereinfachungen getroffen worden.

Da diese Festlegungen und Vereinfachungen aber möglicherweise das Ergebnis stark beeinflussen können, werden die zentralen Festlegungen in einer *Merkliste* geführt, die sich in Kapitel 6 befindet. Ziel ist, zusätzlich zur Erhöhung der Transparenz eine Liste der Punkte zu erhalten, die weitere Analyse und Vertiefung erfordern würden, sollte das hier vorgestellte Verfahren im realen Prozess des NEP angewendet werden.

Die Aspekte, die Eingang in die Merklste finden, sind im Text mit → *Merkliste (Kapitel 6)* markiert.

3.2.1 Themeneingrenzung

Wie in der methodischen Einleitung bereits beschrieben ist das vorliegende Thema auf die Frage einzugrenzen: **Für welche Transportaufgabe müssen wir das Übertragungsnetz der Zukunft ausbauen?**

3.2.2 Bestimmung der Prämissen und Deskriptoren

3.2.2.1 Prämissen

Einige Aspekte wurden zu Beginn der Betrachtung als Randbedingung der weiteren Überlegungen festgelegt. Diese Prämissen werden hier kurz benannt und begründet:

1. Es wird **Erzeugungsmanagement** der Erneuerbaren Energien, also eine Abregelung der EE geben. Ein Ausbau des Netzes bis zur letzten Kilowattstunde wird als nicht zeitgemäß angesehen, weil der Aufwand zur Integration der EE einen abnehmenden Grenznutzen aufweist. Die Quantität der Abregelung ist zu diskutieren, ein Vorschlag wird im Folgenden noch beschrieben. Siehe auch → *Merkliste (Kapitel 6)*

2. Die **Allokation neuer Kraftwerke** erfolgt so, dass Netzausbau tendenziell vermieden wird. Grundsätzlich wird in diesem Projekt der Zubau konventioneller Kraftwerke durch das Marktmodell bestimmt. Zielfunktion des Zubaus der Kapazität ist im Modell die Minimierung der Systemgesamtkosten. Dies betrifft Typ, Quantität und Zeitpunkt des Zubaus, nicht jedoch die Ansiedlung innerhalb von Deutschland. Es ist unstrittig, dass diese Größe relevant für einen resultierenden Netzausbaubedarf ist. Es wurde als sinnvoll erachtet, dass Kraftwerke, die prinzipiell nicht an bestimmte Standortarten gebunden sind, durch einen geeigneten Mechanismus so platziert werden, dass allein daraus kein signifikanter zusätzlicher Netzausbaubedarf entsteht.

Für Braunkohlekraftwerke ist diese räumliche Flexibilität nicht gegeben, sie werden gegebenenfalls am Ort der Stilllegung von alten Braunkohlekraftwerken angesiedelt. Weitere modellendogene Zubauten, die als GuD³ oder Gasturbinen ausgeführt werden, werden vorrangig an vorhandenen Stilllegungsorten von Großkraftwerken errichtet, da hier von einer guten vorhandenen elektrischen Netzinfrastruktur ausgegangen werden darf.

Bezüglich dieser Prämisse müssen drei Einschränkungen explizit benannt werden:

- i) Das angewendete Verfahren zur Allokation ist keine Optimierung, sondern ein händisches Verfahren. Die Kraftwerksstandorte wurden nach bestem Wissen so ausgewählt, dass sich die gewünschten Effekte einstellen. Hier besteht Verbesserungspotenzial. → *Merklisse (Kapitel 6)*
- ii) Bei der Ansiedlung von Gaskraftwerken ist die Gasversorgungs-Netzinfrastruktur nicht untersucht worden. Im Einzelfall wäre zu prüfen, ob zum Beispiel an einem Kraftwerksstandort in Süddeutschland die Versorgung korrespondierend zur Einsatzweise des Kraftwerkes gewährleistet ist oder werden kann. → *Merklisse (Kapitel 6)*
- iii) Derzeit existiert kein solches (zum Beispiel ordnungspolitisches) Verfahren zur Allokation von Kraftwerken. Denkbar ist eine Umsetzung im Rahmen bestimmter Kapazitätsmechanismen oder ein getrennter Anreiz (Bonus-Malus-System). Dies auszugestalten ist nicht Inhalt dieses Gutachtens.

3. Es ist sichergestellt, dass **ausreichend Kapazität** (installierte Leistung konventioneller Kraftwerke) angereizt wird. Deutschland wird auch in Zukunft leistungsautark sein, in Stunden von Stromknappheit also nicht auf die Lieferung aus dem Ausland angewiesen sein. Diese Prämisse ist nicht das anzustrebende Optimum, da eine gemeinsame europäische Versorgungssicherheitsgewährleistung effizienter wäre als ein nationaler Alleingang. Dennoch ist vor dem Hintergrund der europapolitischen Lage nicht davon auszugehen, dass eine deutsche Bundesregierung in mittlerer Frist diese Anforderung fallen ließe. Implizit ist diese Prämisse gleichbedeutend mit der Annahme eines Kapazitätsmechanismus gleich welcher Art oder eines ähnlich wirkenden Eingriffs.

³ GuD: Gas-und-Dampf-Kraftwerk, kombinierter Kraftwerksprozess mit Gasturbine und Dampfkreislauf

4. Der **Ausbau der Verteilnetze** wird als gegeben angenommen. Es findet also keine Kappung der EE-Einspeisung auf unterlagerter Netzebene statt. Tatsächlich ist fraglich, ob diese These in der Realität eintreten wird, denn auch im Verteilnetz ist der Ausbau der Infrastruktur für einzelne Lastspitzen nicht das effiziente Vorgehen, doch für die hier untersuchte Fragestellung ist die Kappung der Einspeisespitzen am Umspannwerk (wie unter Prämisse 1 angesprochen) geeignet, auch reale Kappungen in unterlagerten Ebenen zu repräsentieren. Vereinfacht gesagt: Für das Übertragungsnetz ist es gleich, ob das Verteilnetz oder ein zentrales Einspeisemanagement dazu führt, dass am Umspannwerk weniger Spitzen eingespeist werden. → *Merkliste (Kapitel 6)*.

5. Der Bedarf an **rotierender Reserve** wird in Zukunft sinken. Dem Marktmodell wird daher nicht vorgegeben, an bestimmten Orten Kraftwerke zur Stützung des Netzes am Netz zu halten. In der Realität wird zum einen ein Sockel von EE-Anlagen, KWK-Anlagen und verteilten Kleinerzeugern eine netzstabilisierende Wirkung entfalten und zum anderen werden die Möglichkeiten der Leistungselektronik (in Wechselrichtern und DC-Leitungen) ebenfalls einen Teil dieser Aufgabe übernehmen. Dies wird auch bei steigender Anforderung an die Flexibilität des Systems den Gesamtbedarf an rotierender Reserve reduzieren. Der tatsächliche zukünftige Bedarf an rotierender Reserve sollte weiterhin kontinuierlich beobachtet und eingehender untersucht werden. → *Merkliste (Kapitel 6)*.

3.2.2.2 Deskriptoren

Deskriptoren sind Parameter, die das Thema beeinflussen. Ziel ist hierbei nicht primär die Vollständigkeit, sondern die sachgerechte Auswahl von relevanten Deskriptoren, die das Thema aber dennoch breit abdecken sollen. Abbildung 5 gibt eine zusammenfassende Darstellung:

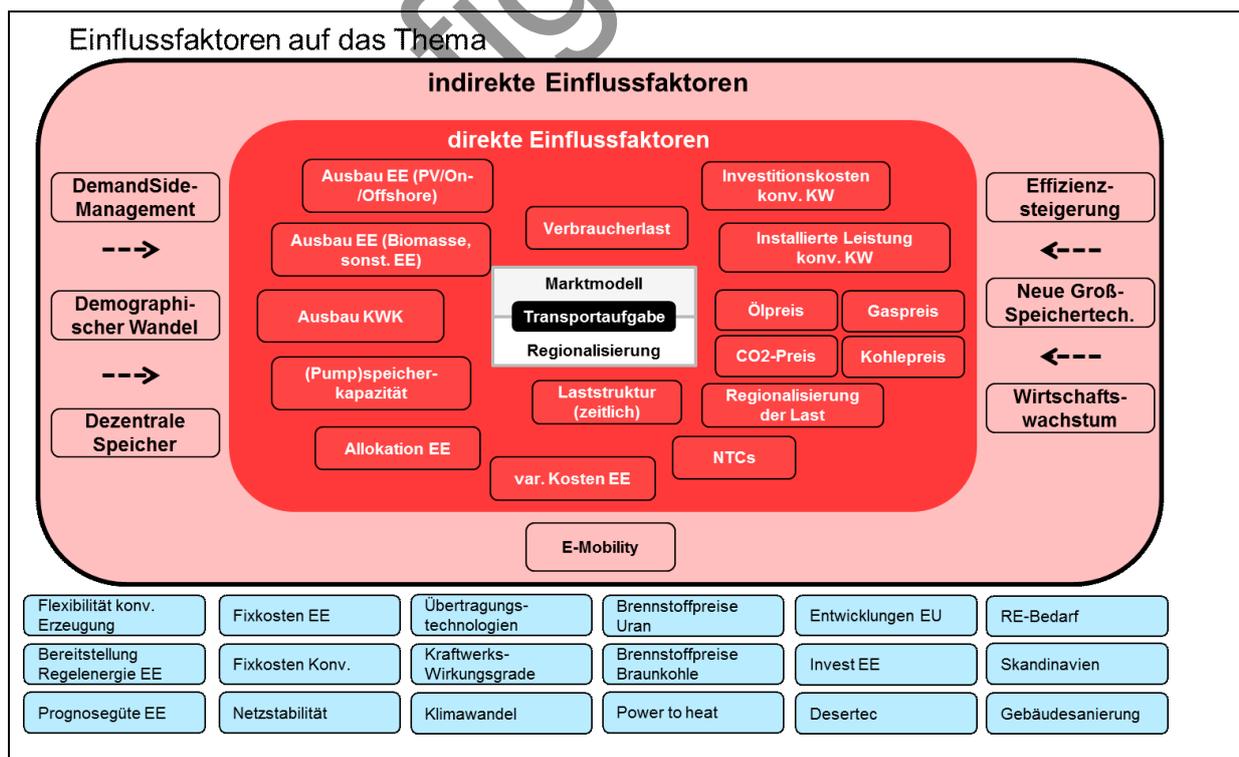


Abbildung 5: Übersicht Deskriptoren

Die Darstellung zeigt farblich die Relevanz der Deskriptoren an. Im Kern der Betrachtung steht die Transportaufgabe des Übertragungsnetzes. Diese wird von Marktmodell und Regionalisierung der Eingangsdaten quantitativ beschrieben.

Auf rotem Hintergrund sind die Größen aufgelistet, die einen direkten Einfluss auf Marktmodell oder Regionalisierung und damit auf die Transportaufgaben-Quantifizierung ausüben. Diese werden im Folgenden kurz beschrieben.

Auf rötlichem Hintergrund, in der Umgebung der direkten Deskriptoren, werden die indirekten Einflussgrößen aufgezeigt. Diese beeinflussen vermittelt eines direkten Deskriptors ebenfalls das Thema, haben aber keine direkte Auswirkung.

Weitere Aspekte, Stichworte und Themen wurden im Bearbeitungsverlauf genannt, geprüft und als nachrangig relevant eingestuft. Diese sind im unteren Bereich der Darstellung in blauen Kästen zu sehen. Es ist möglich, dass sich im Zeitverlauf diese Einschätzung wandelt und heute nachrangige Faktoren an Relevanz gewinnen.

3.2.3 Direkte Deskriptoren und deren Projektionen

Eine Übersicht über die Zahlenwerte der Deskriptoren befindet sich im Anhang dieser Studie.

Ausbaupfad Windkraft und Photovoltaik

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien stellt eine der zentralen Herausforderungen für die Aufgabe des Transportnetzes dar. Daher ist die Frage nach dem Umfang des Ausbaus von Wind- und Sonnenenergie – den beiden hauptsächlichen Treibern des Netzausbaus – von großer Bedeutung. Im vorliegenden Projekt wurden die Annahmen zu den installierten Leistungen von Wind- und Sonnenenergie aus einer von Agora beauftragten Studie⁴ verwendet, die sich mit dem Vergleich unterschiedlicher Allokationsstrategien innerhalb von Deutschland beschäftigt, um eine möglichst große Vergleichbarkeit zwischen den Studien herzustellen. Der Deskriptor hat zwei Projektionen, entsprechend den Szenarien *Verbrauchsnahe Erzeugung*, das eine stärkere Betonung der Photovoltaik vorsieht, und *Optimale Standorte*, bei dem weniger Photovoltaik, dafür mehr Offshore-Windenergie zum Tragen kommt.

Allokation Windkraft und Photovoltaik

Bei der räumlichen Ansiedlung der Windkraft und Photovoltaik wurden ebenfalls die Eingangsdaten der genannten Studie *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland* zugrunde gelegt. Der Deskriptor hat zwei Projektionen, entsprechend den Studien-Szenarien *Verbrauchsnahe Erzeugung* und *Optimale Standorte*. In dieser Studie wurde eine Verteilung der installierten Leistungen auf Bundesländerebene vorgenommen. Die räumlich feinere Aufteilung der Erzeugung auf die Ebene der Knoten (Standorte) des

⁴ Consentec, Fraunhofer IWES: (2013) *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland*, Studie im Auftrag der Agora Energiewende, Berlin

Höchstspannungsnetzes wurde analog der Daten des NEP 2012 durch BET vorgenommen.

Ausbau andere EE

Im Vergleich zu Wind- und Sonnenenergie ist die Bedeutung anderer EE geringer. Die Annahmen wurden von BET im Rahmen einer Schätzung, basierend auf dem genehmigten Szenariorahmen des NEP 2012 sowie der Angaben der BMU Leitstudie, festgelegt. Es existiert daher nur eine Projektion.

Variable Kosten der EE

Dieser Deskriptor hat Einfluss auf den Netzausbau, da er den Einsatz der Erneuerbaren bestimmt. Wären hohe variable Kosten angesetzt, etwa für laufzeitabhängige Wartungskosten, stünden die EE in Konkurrenz mit thermischen Kraftwerken. Vorliegend sind ausschließlich für Offshore-Windkraft variable Kosten angenommen, die übrigen EE speisen mit Grenzkosten null, also kostenlos ein. Die Auswirkung des Parameters ist eher als schwach einzustufen, da auch bei der Annahme von geringen (realistischen) variablen Kosten der EE deren Platz in der *Merit Order* nicht geändert würde. Es gibt nur eine Projektion.

Ausbau KWK

Der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung ist ein Teilaspekt der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung für den Strom- und Wärmemarkt. Vorliegend wurde angenommen, dass diese Ziele erreicht werden, mittelfristig also mindestens 25 Prozent des Nettostromverbrauchs⁵ aus KWK gedeckt werden. Diese Strommenge kann aus drei Quellen gedeckt werden, nämlich

- i) der Biomasseverstromung,
- ii) der industriellen und Klein-KWK (wie auch Mikro-KWK) und
- iii) durch Auskopplung aus Großkraftwerken.

Der Deskriptor hat eine Projektion.

Zentrale Speicher / Pumpspeicherkapazitäten

Speicher gelten als wesentlicher Faktor der Energiewende, da sie in mancher Ausprägung geeignet sind, den fluktuierenden Charakter der EE auszugleichen. Es ist zu unterscheiden zwischen einerseits dezentralen Speichern, wie Batteriespeichern an PV-Anlagen, elektrisch betriebenen Wärmespeichern (*Power to heat*) in Privathaushalten, Elektromobilität, und andererseits zentralen, größeren Speichereinheiten wie Pumpspeichern. Die erstgenannten dezentralen Kleinspeicher beeinflussen die Struktur der Last am Umspannwerk, sie werden daher als indirekter Deskriptor geführt und im Abschnitt zeitliche Struktur der Verbraucherlast berücksichtigt.

Der hier betrachtete Deskriptor beschreibt größere, zentrale Speicher wie Pumpspeicher und hat zwei Projektionen. Bei den Pumpspeichern besteht derzeit kein wirtschaftlicher Anreiz, die wirtschaftliche Lage ist schwierig, da durch den *Merit-Order*-Effekt der Erneuerbaren Energien der Strompreis sinkt und der Verfall typischer *Peak-Offpeak*-Strukturen das bishe-

⁵ Die Bezugsgröße ist hier die sinkende Annahme zum Nettostromverbrauch, da auch dies der Zielerreichung entspricht.

rige Wirtschafts- und Vermarktungskonzept sprengen. Auch der Regelenergiemarkt ist derzeit keine auskömmliche Einnahmequelle. Eine Projektion geht daher von einem nur sehr geringen Anwachsen der Pumpspeicherkapazitäten aus.

Da andererseits eine Zunahme der Volatilität und der *Spreads* (in bestimmten Marktumgebungen) ebenso vorstellbar ist wie eine gezielte Förderung der Speicher, wurde eine zweite Projektion entwickelt. Diese geht von einem stärkeren Ausbau der Speicher aus. Die Quantifizierung und Lokalisierung dieses Zubaus orientieren sich an den Projekten der Mittelgebirgs-Pumpspeicher, weil hierfür belastbare Daten vorliegen.

Ungeachtet dieser Annahme können zukünftig auch alternative Technologien wie *Power to Gas* oder andere einen Teil der Leistungsbereitstellung dieser Projektion übernehmen, wenn sich deren Reife und Wirtschaftlichkeit verbessert.

Höhe der Verbrauchslast

Die Höhe der Verbrauchslast ist maßgeblich mitbestimmend für die Menge der zu transportierenden Energie. Als Basis der Betrachtung dienen die Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen⁶ (AGEB), die den Nettostromverbrauch mit circa 527 Terawattstunden⁷ beziffert. Hinzu kommt gemäß AGEB ein Aufschlag für statistisch nicht erfasste Strommengen und Netzverluste.

Der Deskriptor hat zwei Projektionen: Eine als möglich eingeschätzte Zukunftsprojektion geht von der Erreichung der Ziele der Bundesregierung, also von einem Rückgang des Energieverbrauchs aus. Treiber hierfür sind vor allem Effizienzgewinne und Stromeinsparmaßnahmen. Eine zweite Projektion bildet, begründet durch eine Kompensation der senkenden Effekte durch zum Beispiel Elektromobilität, elektrische Wärmepumpen, höhere Elektrifizierung der Haushalte et cetera, ein Gleichbleiben des Verbrauchs ab.

Regionale Verteilung des Verbrauchs

Auf Basis der NEP-Daten, die BET durch die BNetzA zur Verfügung gestellt wurden, konnte der Verbrauch regional auf die Standorte (letztlich also Umspannwerke) des Höchstspannungsnetzes aufgeteilt werden.

Dieser Verteilungsschlüssel ist die einzige Projektion des Deskriptors.

Eine abweichende Verteilung dürfte nach Einschätzung der Gutachter einen ähnlich signifikanten Einfluss auf die Netzausbauplanung haben wie die Ansiedlung der Erzeugung. Aber es ist auf Basis der öffentlich verfügbaren Daten nicht möglich, einen belastbaren alternativen Verteilungsschlüssel in der erforderlichen regionalen Differenziertheit zu bilden. Deshalb wird nur eine Projektion verwendet.

Vor dem Hintergrund, dass indirekte Deskriptoren (zum Beispiel der demografische Wandel, besonders die regionale Veränderung der Bevölkerung) sicher einen Einfluss auf diesen Deskriptor haben werden, wird das Thema auf der → *Merklisse (Kapitel 6)* vermerkt.

Zeitliche Struktur der Verbraucherlast

Für die zeitliche Struktur der Verbrauchslast, also die Verteilung auf die Stunden des Tages und des Jahres, gilt Ähnliches wie für deren regionale Verteilung (vorheriger Abschnitt). Die

⁶ AGEB e.V. (2013): *Energieverbrauch in Deutschland im Jahre 2012*, Berlin

⁷ Zu diesem Wert müssen Netzverluste addiert werden.

tatsächlichen Laststrukturen an den Umspannwerken sind öffentlich nicht bekannt. Allerdings liegen die Daten in diesem Projekt im Rahmen der von der BNetzA zur Verfügung gestellten Daten vor.

Für den Deskriptor wurden zwei Projektionen angenommen: In der ersten wurde die Laststruktur unverändert übernommen. In einer zweiten wurde die Laststruktur modifiziert: Vor dem Hintergrund eines geänderten Verbrauchsverhaltens, dezentraler Speicher, *Demand Side Management* (DSM) und der Elektromobilität kann angenommen werden, dass Lastspitzen in Zukunft abgeschnitten und die dort nicht bezogene elektrische Arbeit in lastschwächeren Zeiten bezogen werden wird. Schon heute werden bei Industriekunden Maßnahmen zur Senkung der Lastspitzen ergriffen, wenn auch vor dem Hintergrund der Netzentgelteinsparung. Die Quantifizierung dieses qualitativ relativ unstrittigen Effektes ist allerdings unsicher. Der Aspekt wird auf der → *Merkliste (Kapitel 6)* vermerkt.

Investitionskosten der konventionellen Kraftwerke

Der Kraftwerkspark der Zukunft wird nicht exogen vorgegeben, sondern durch das Marktmodell (also endogen) bestimmt. Hierbei baut das Modell Erzeugungskapazitäten zu, wenn diese entweder zur Deckung der Last benötigt werden oder zur Bereitstellung der erforderlichen Leistung beitragen müssen. Als Kriterium, welche Kraftwerkstechnologie zuzubauen ist, dienen dem Modell einerseits die kurzfristigen Grenzkosten (bestimmt vor allem durch Brennstoffpreis und Wirkungsgrad), andererseits die Investitionskosten. Das Modell wählt auf dieser Basis die insgesamt kostenoptimale Lösung aus. Da im vorliegenden Projekt die Strompreise in ihrer Höhe nicht Betrachtungsgegenstand sind, spielt vor allem die Relation der Investitionskosten zueinander eine Rolle, ihre absolute Höhe nicht.

Für den Deskriptor wurde aufgrund dieser eher geringen Relevanz genau eine Projektion gewählt, die den BET Standardannahmen, nämlich einer realen Konstanz der Investitionskosten über den Betrachtungsraum, entspricht.

Installierte Leistung konventioneller Kraftwerke

Wie erläutert findet der langfristige Kraftwerkszubau modellendogen statt. Eine Festlegung der installierten Kraftwerksleistung ist daher nicht notwendig. Anlagen im Bau werden zu Beginn des Planungszeitraumes modellexogen entsprechend der geplanten Termine für die Aufnahme des kommerziellen Betriebes zusätzlich berücksichtigt.

Ölpreis

Der Ölpreis bestimmt zusammen mit den nachfolgend beschriebenen Preisen die kurzfristigen Grenzkosten der Kraftwerkspark. Er ist damit vorrangig Deskriptor für den Strompreis, der durch das Modell ermittelt wird. Bezüglich der Netzausbaufolge ist er aber auch, wenn auch weniger stark, wirksam, da er die Reihenfolge der Erzeugungseinheiten in der *Merit Order* determiniert. Die Annahmen zu Brennstoffpreisen folgen, um die Konsistenz zu erhöhen, im Normalfall dem Szenario *New Policies* des World Energy Outlook 2012.

Der Deskriptor hat folglich genau eine Projektion.

Gaspreis

Für den Gaspreis gelten im Grunde dieselben Aussagen wie für den Ölpreis. Darüber hinaus wurde aber als eine mögliche weitere Entwicklung ein sinkender Gaspreis diskutiert. Ursache hierfür könnten neue Förderverfahren beziehungsweise Vorkommen sowie der Rückgang

der Verbrauchsmengen im Kraftwerkssektor sein. Als Repräsentant einer solchen Entwicklung wurde die Gaspreisentwicklung aus dem WEO-Szenario *450 ppm* angesetzt. Der Deskriptor hat damit zwei Projektionen.

Kohlepreis

Für den Kohlepreis gelten qualitativ dieselben Überlegungen wie für den Ölpreis. Der Deskriptor hat ebenfalls nur eine Projektion.

CO₂-Preis

Vergleichbar mit dem Gaspreis können auch für den CO₂-Preis sehr unterschiedliche Entwicklungen begründet werden. Neben dem eher moderaten Anstieg im Basisfall (*WEO New Policies*) wurde daher ein stark ansteigender CO₂-Preis als Deskriptor aufgenommen. Er entstammt wiederum dem *WEO-450-ppm*-Szenario. Für Deutschland beziehungsweise Europa lässt sich dieser steigende Preis energiewirtschaftlich durch die Notwendigkeit begründen, dass die Einsparungen, die zur Einhaltung des CO₂-Cap notwendig sind, ganz überwiegend im Bereich der Energieerzeugung durch Kraftwerke erfolgen müssten. Modellrechnungen zeigen, dass eine harte Begrenzung des CO₂-Ausstoßes der europäischen Kraftwerke zu einer drastischen Erhöhung des CO₂-Preises führen würde, da die Grenzvermeidungskosten im Erzeugungssektor mittelfristig preissetzend würden. Diese modellgestützten CO₂-Preisverläufe entsprechen recht gut den Annahmen des *WEO-450-ppm*-Szenario, weshalb hierauf referenziert wurde.

Der Deskriptor hat damit zwei Projektionen.

Ausbau der Grenzkuppelstellen (NTC⁸)

Der Austausch mit dem Ausland ist eine direkte Einflussgröße auf die Transportaufgabe des deutschen Übertragungsnetzes. Da außerdem die Koppelung der Energiemärkte explizites politisches Ziel ist, ist mit einem weiteren Ausbau der Grenzkuppelstellen zu rechnen. Als Basisannahme für die Kuppelkapazitäten dient der *10 Year Network Development Plan (10YNDP)* der ENTSO-E. Einschränkend muss allerdings berücksichtigt werden, dass bedingt durch Leistungszurückhaltung aufgrund langfristig gebuchter Kapazitäten oder Netzengpässe im vor- oder nachgelagerten Netz niemals die volle thermische Kapazität der Grenzkuppelleitung auch dem Markt zur Verfügung steht. Daher wurde auf Basis der veröffentlichten NTC-Werte sowie der Annahmen des NEP 2013 eine Schätzung der Steigerung der marktlich nutzbaren Kuppelkapazitäten auf Basis des 10YNDP vorgenommen.

Der Deskriptor hat eine Projektion.

3.2.4 Konsistenzmatrix

Die beschriebenen direkten Deskriptoren haben in sieben Fällen zwei Projektionen. Durch die Bildung aller möglichen Kombinationen aus den Deskriptoren würden $2^7 = 128$ Szenarien

⁸ NTC: *Net Transfer Capacities*, veröffentlicht durch ENTSO-E unter www.entsoe.eu/publications/market-reports/ntc-values/ntc-matrix/

entstehen. Diese Anzahl ist nicht handhabbar, daher muss eine sachgerechte Auswahl getroffen werden, die dennoch repräsentativ ist.

Als ein taugliches Kriterium hat sich die Konsistenz der Szenarien erwiesen. Um diese zu messen, wird durch einen Kreis von Experten für jeweils zwei Deskriptoren des Szenarios eingeschätzt, ob diese Kombination der Projektionen passend oder eher unpassend ist. Dies stellt Abbildung 6 an einem fiktiven Beispiel dar. (Die dargestellten Parameter kommen in diesem Projekt nicht vor!)

		5. Wirtschaftliche Leistungsfähigkeit	
		a. Neues Wachstum	b. Abstieg, Stagnation
1. Einstellung zu neuen Technologien	a. Technikfreundlich	passt ins gleiche Klima +1	passt nicht so recht -1
	b. Technikfeindlich	widersprüchlich -2	stark unterstützend +3

+3: gehört zwingend zusammen, bedingt sich gegenseitig

+2: unterstützt sich gegenseitig

+1: passt ins gleiche fördernde Klima

0: kein Zusammenhang (beziehungslos)

-1: passt schlecht zusammen

-2: widersprüchlich

-3: schließt sich zwingend gegenseitig aus

Abbildung 6: Prinzip der Konsistenzschatzung (nach Geschka & Partner)

Die Einschätzung einer Paarung der Projektionen zweier Deskriptoren fällt deutlich leichter als die Einschätzung der Konsistenz eines gesamten Szenarios. Diesen Umstand macht sich die Konsistenzmatrix zunutze und ermöglicht so, dass die partiellen Einschätzungen der Experten zu einer Gesamtaussage bezüglich des Szenarios verdichtet werden können.

Ein weiteres Kriterium ist die Unterschiedlichkeit der Szenarien: Es ist wenig sinnvoll, viele fast identische Szenarien zu betrachten, zugleich ist es intuitiv, dass ein Szenario A, das zu einem sehr konsistenten Szenario B fast identisch ist, ebenfalls hoch konsistent ist. Dies führt dazu, dass diese beiden Kriterien (Konsistenz und Unterschiedlichkeit) sich gut ergänzen.

Ein dritter Schritt bleibt wichtig und zentral: Die methodisch ausgewählten Szenarien müssen durch Experten beurteilt und nötigenfalls geändert werden, denn der Sachverstand kann und soll durch die Methode nicht ersetzt, sondern unterstützt werden.

Abbildung 7 zeigt die Sieblinie der Szenarienauswahl, wie sie auch in diesem Projekt durchlaufen wurde:

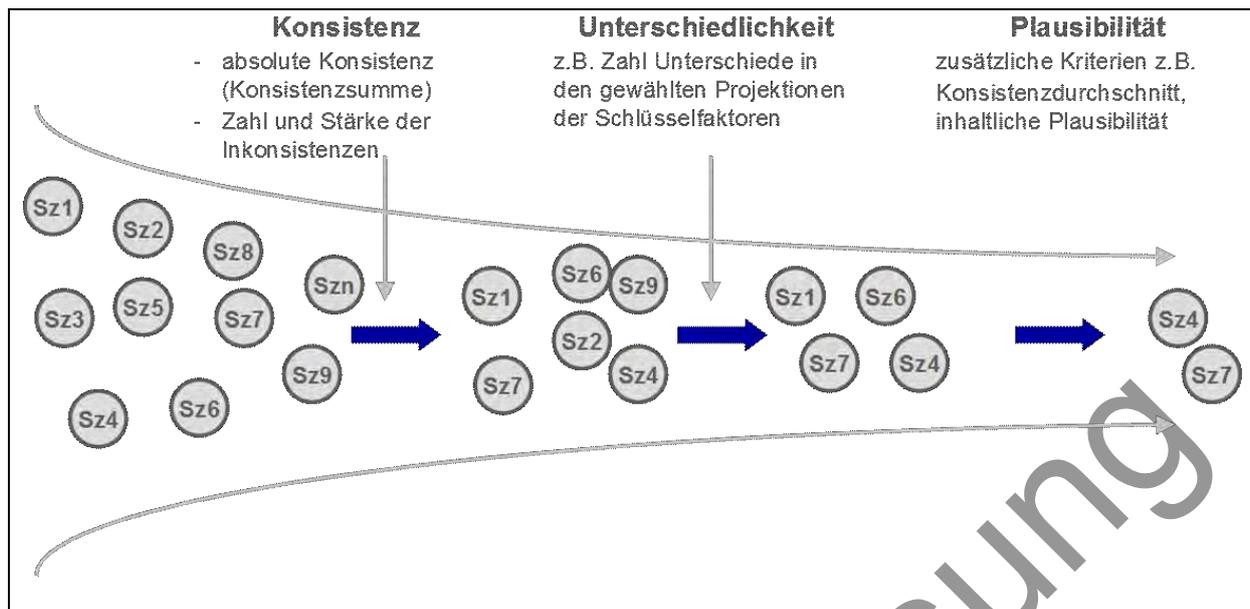


Abbildung 7: Prozess der Szenarienauswahl (nach Geschka & Partner)

3.2.5 Zusammenfassende Beschreibung der Szenarien

Im Ergebnis des beschriebenen Prozesses wurden vier Szenarien ausgewählt, die konsistent, unterschiedlich und intuitiv verständlich waren. Diese können wie folgt charakterisiert werden:

Das **Szenario A** beschreibt eine künftige Energieversorgung, die sich verstärkt an dezentralen Strukturen orientiert. Dies drückt sich sowohl in der Ansiedlung neuer Wind- und Solarkraftwerke als auch im Verlauf des Lastprofils aus. Die Erneuerbare-Energien-Anlagen werden nah am vorhandenen Verbrauch allokiert. Die jeweilige Lastkurve an den Umspannwerken, den Schnittstellen von Verteilnetz zu Übertragungsnetz, wird durch intelligente Lastverschiebung und dezentrale Speichereffekte in den unterlagerten Netzen (Verteilnetz) abgeflacht. Sowohl Last- als auch Erzeugungsspitzen werden beispielsweise durch die Rückspeisung aus Photovoltaikanlagen bereits lokal gemildert. Ein starker Ausbau der zentralen Großspeicher findet folgerichtig in diesem Szenario nicht statt. Allerdings werden auch die Effizienzziele der Bundesregierung nicht erreicht. Dies alles findet statt vor dem Hintergrund nur moderat steigender Brennstoff- und damit konventioneller Erzeugungskosten. Daraus folgen eher niedrigere Grenzkosten der konventionellen Stromerzeugung.

In **Szenario B** wird die Ansiedlung der Erneuerbaren Energien stärker von dem Gedanken geleitet, das Dargebot optimal auszunutzen, um aus den Anlagen höchste Erträge zu erwirtschaften. Folglich werden die Windkraftanlagen an den besten Standorten an der Küste von Nord- und Ostsee gebaut und Solaranlagen vornehmlich im Süden der Bundesrepublik errichtet. Dies wird flankiert von einem Ausbau der Großspeicher, das sind zunächst die Pumpwasserspeicher und später gegebenenfalls auch andere Technologien. Ein in diesem Szenario steigender Brennstoff- und stärker steigender CO₂-Preis führt zu höheren Stromkosten. Dadurch werden die Effizienzziele der Bundesregierung erreicht, in der Folge sinkt

die Last insgesamt, das Lastprofil verändert sich mangels dezentraler Speicher und Lastmanagement jedoch zeitlich nicht.

Auch in **Szenario C** werden die Erneuerbare-Energien-Anlagen, wie in Szenario B, an die besten Standorte gebaut. Im Gegensatz zu Szenario B findet eine Flankierung durch Speicher jedoch im Wesentlichen nicht statt. Es werden wenig zentrale Großspeicher gebaut, dezentrale Speicher werden nicht zugebaut. Die Verbraucherlast zeigt in Summe keinen Rückgang durch Effizienzgewinne und aufgrund der fehlenden dezentralen Speicher kann das Lastprofil nicht zeitlich optimiert werden. Sinkende Gaspreise und nur moderat ansteigende CO₂-Preise sorgen für recht niedrige Erzeugungskosten für Strom.

Das **Szenario D** ähnelt in seinem dezentralen, also verbrauchsnahe Aufbau der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und der Verteilung der Speicher dem Szenario A. Im Gegensatz zu Szenario A zeigt es jedoch hohe Brennstoffpreise und einen stark ansteigenden CO₂-Preis. Dadurch kommt es zu recht hohen Erzeugungskosten. Der Anreiz auf Effizienzgewinne führt zu insgesamt sinkender Verbraucherlast, die Effizienzziele werden erreicht. Die dezentral verfügbaren Speicher und intelligente Laststeuerung verlagern die Spitzen zeitlich und entlasten damit die Transportnetze.

Die folgenden Abbildungen geben einen schematischen Überblick über die ausgewählten Projektionen der Deskriptoren je Szenario.

Das Ergebnis des ersten Arbeitsschrittes liegt damit vor.

Vorläufige Fassung

Nr.	Deskriptor	Projektion	A	B	C	D
1	Allokation EE	a: Ansiedlung an besten Standorten		●	●	
		b: Verbrauchernahe Ansiedlung	●			●
2	Verbraucherlast	a: Konstant	●		●	
		b: Gesunken (Einsparziele Bundesregierung)		●		●
3	Laststruktur (zeitlich)	a: Keine Veränderung		●	●	
		b: Veränderung der Struktur	●			●
6	Ausbau EE (Leistung)	a: Fokus auf Wind Onshore, Anteil Wind Offshore steigt zu Lasten von PV		●	●	
		b: Fokus auf Wind Onshore, Anteil PV steigt zu Lasten von Wind Offshore	●			●
9	Zentrale Großspeicher-Kapazitäten	a: Moderat gestiegen	●		●	●
		b: Speicher-Boom		●		
12	Brennstoffpreis Gas	a: Leicht gestiegen		●		●
		b: Leicht gesunken	●		●	
14	CO ₂ -Preis	a: Moderat gestiegen	●		●	
		b: Stark gestiegen		●		●

Abbildung 8: Übersicht Szenario A, B, C und D

4 Arbeitsbereich B: Marktmodellierung

Die Marktmodellierung bildet das Bindeglied zwischen den definierten Szenarien und der Netzberechnung, denn sie ermittelt, welche Einspeisungen und Entnahmen an den einzelnen Netzknoten stattfinden, und damit, welche Energiemenge das Netz zu transportieren hat. Im Folgenden wird beschrieben, wie die Marktmodellierung aufgebaut ist, welche Datenaufbereitungen für ihre Parametrisierung notwendig sind und welche Ergebnisse resultieren.

4.1 Skizze der Marktmodellierung

Übersicht

BET verfügt über ein langfristiges Kraftwerksinvestitions- und -einsatzmodell des europäischen Elektrizitätserzeugungsmarktes, das *EuroMod*, von dem unterschiedliche Abwandlungen je nach Aufgabenstellung zum Einsatz kommen. Das *EuroMod* ist zweistufig aufgebaut. Eine erste Stufe bestimmt simultan über den Betrachtungszeitraum die Entwicklung des Kraftwerksparks (Investitionen und Desinvestitionen) und ermittelt parallel vereinfacht den

Dispatch. Eine zweite Stufe geht auf dieser Basis – also dem berechneten Kraftwerkspark – in jährlichen Schritten vor und bestimmt den *Dispatch* dabei detaillierter.

Ergänzend pflegt BET umfangreiche Datenbanken zu bestehenden und geplanten Kraftwerken, Lastverläufen und Übertragungsnetzen. Dies sind Grundvoraussetzungen, um die mittel- und insbesondere langfristigen Auswirkungen von politischen, technischen und wirtschaftlichen Entwicklungen auf die Stromerzeugung adäquat quantifizieren zu können.

Das Elektrizitätsmarktmodell bildet also sowohl den Einsatz der Kraftwerke (unter Berücksichtigung von technischen und ökonomischen Randbedingungen) als auch Investitionsentscheidungen von Unternehmen in Neu- und Ersatzanlagen ab. Es wird unterstellt, dass die Einsatz- und die Investitionsentscheidungen grundsätzlich unter Kostenaspekten durch die Unternehmen getätigt werden. Mit einem volkswirtschaftlichen Ansatz verfolgt das Modell hierbei das Ziel einer in Summe kostenoptimalen Deckung des Bedarfs. Das Modell umfasst als Kernregionen Deutschland, die Niederlande, Belgien, Frankreich, die Schweiz, Österreich, Großbritannien und Italien. Die Erzeugung in diesen Regionen und der Austausch zwischen ihnen werden modellendogen abgebildet. Die an diese Regionen angrenzenden Länder werden als Satellitenregionen modelliert, das heißt, Stromimporte und -exporte aus beziehungsweise in diese Länder werden über aggregierte, zeitlich variable Angebots- und Nachfragelastgänge berücksichtigt.

Neben einer optimierenden Berechnung der Stromgrenzkosten, die im vorliegenden Anwendungsfall nachrangig sind, können mittels dieses Modells zu diversen Kernbereichen Quantifizierungen der (fundamentalen) Auswirkungen von Veränderungen der Preise, technischen und wirtschaftlichen Entwicklungen sowie Variationen anderer Randbedingungen erfolgen. Hier besonders von Interesse sind die Entwicklung der Zusammensetzung des Kraftwerksparks und der Stromerzeugung nach Brennstoffen/Technologien für die Modellregionen sowie die stündliche Einsatzweise der Erzeugungsoptionen (*Dispatch*).

Simultanes Invest- und Dispatchmodell (Stufe 1)

Beim BET-Strommarktmodell wird davon ausgegangen, dass für die nähere Zukunft ein Teil der Entscheidungen über Kraftwerkszubauten und -stilllegungen exogen vorgegeben werden, das heißt außerhalb des Modells bestimmt werden (auf der Grundlage bekannter Unternehmensentscheidungen). Darüber hinaus baut das Modell für die nähere und auch die fernere Zukunft in vorgegebenen Grenzen Kraftwerke eigenständig (endogen) zu. Diese Zubauentscheidung wird durch ein gesamtwirtschaftliches Optimum (kostenminimale Deckung des Bedarfs) determiniert.

Bei allen Entscheidungen wird der kostenminimale Kraftwerkseinsatz bestimmt. Das heißt, die Bedarfsdeckung erfolgt durch die jeweiligen, bezüglich der variablen Kosten günstigsten Kraftwerke, was implizit die Annahme des vollkommenen Wettbewerbs in der Stromerzeugung unterstellt. Bei vollkommenem Wettbewerb wollen Kraftwerksbetreiber erzeugen, wenn die variablen Kosten (kurzfristige Grenzkosten) ihres Kraftwerks unterhalb des (erwarteten) Strompreises in der jeweiligen Betrachtungsperiode liegen. In diesem Falle können sie einen kurzfristigen Deckungsbeitrag erzielen. In vereinfachter Form wird dies durch das sogenannte *Merit-Order-Modell* abgebildet.

In jedem betrachteten Zeitschritt werden die (verfügbaren) Kapazitäten der Kraftwerke entsprechend der Reihenfolge ihrer variablen Kosten zur Deckung der jeweiligen Last herangezogen. Die Nachfrage auf dem Wettbewerbsmarkt (residuale Last) stellt die Last dar, die von Kraftwerken, die bezüglich ihres Einsatzes auf Preissignale am Wettbewerbsmarkt reagieren, gedeckt werden muss. In einem solchen einfachen *Merit-Order-Modell* ist die residuale Last definiert als Verbrauchslast zuzüglich der Netzverluste und dem Verbrauch der Pumpspeicher sowie Exporte in andere Regionen, abzüglich der Erzeugung von dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen (zum Beispiel Windenergie, Laufwasser, Photovoltaik), wärmegeführten KWK-Anlagen, Importe aus anderen Regionen sowie Erzeugung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke.

Die variablen Kosten der Kraftwerke werden durch den Brennstoffpreis unter Berücksichtigung der Kosten für CO₂-Zertifikate, die sonstigen variablen Erzeugungskosten und den Wirkungsgrad determiniert.

Um den Stromaustausch sowie die begrenzten Übertragungskapazitäten zwischen einzelnen Regionen berücksichtigen zu können, werden simultan mehrere Teilmärkte betrachtet. Ist ausreichend Transportkapazität für den Stromaustausch zwischen den beiden Teilmärkten verfügbar, kommt es zu einem einheitlichen Preis. Somit können die beiden Teilmärkte zu einem integrierten Markt zusammengefasst werden.

Im Unterschied dazu ist ebenfalls eine Situation möglich, in der die beiden Teilmärkte aufgrund von unzureichenden Stromaustauschmöglichkeiten nicht integriert sind. Zwar kommt es dann zu einem Stromaustausch von Region zu Region. Dieser reicht jedoch aufgrund der Beschränkungen der maximalen Austauschmöglichkeiten nicht dafür aus, dass die Märkte integriert sind und sich ein einheitlicher Preis einstellt.

Zwischen den Modellregionen werden die maximalen Stromflüsse auf die verfügbaren Übertragungskapazitäten (NTC-Werte) begrenzt. Deren Höhe wurde – wie beschrieben – auf Basis des 10 Year Net Development Plan⁹ der ENTSO-E und der veröffentlichten NTC-Werte abgeschätzt.

Dynamische Effekte, wie zum Beispiel der Einsatz von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken, die beim einfachen *Merit-Order*-Modell nicht berücksichtigt werden, müssen in einem realitätsnahen Modell berücksichtigt werden. Daher werden diese modellendogen bestimmt. Das heißt, diese werden im Modell mit dem Ziel der Kostenminimierung festgelegt.

Jährliches Dispatchmodell (Stufe 2)

Für die hier vorliegende Aufgabenstellung – Planung des Netzausbaus – ist es erforderlich, den konkreten Kraftwerkseinsatz detaillierter zu modellieren, als dies im zuvor beschriebenen Invest- und Dispatchmodell möglich ist. Hierzu wird der im ersten Modellschritt ermittelte Kraftwerkspark übernommen und fixiert. Das Modell wird dadurch von der Aufgabe optimaler Zubauentscheidungen entbunden. Dies ermöglicht, die Jahre einzeln und nicht mehr simultan zu betrachten. Hierdurch frei werdende Rechenkapazitäten können genutzt werden, um Aspekte, die für den Zubau nachrangig waren, feiner zu modellieren.

Der Einsatz der Kraftwerke berücksichtigt weitere Aspekte, wie zum Beispiel Startkosten. Ein nachträglicher Eingriff in die Zusammensetzung des Kraftwerksparks findet nicht statt, da dieser nur bei simultaner Optimierung des Gesamtzeitraumes zu optimieren ist.

Die Nachfrage auf dem Strommarkt (Last) unterliegt typischen jahreszeitlichen, wöchentlichen und täglichen Zyklen. Diese Zyklen sind mit einer hohen Genauigkeit zu prognostizieren. Ein zunehmender Anteil der Stromerzeugung basiert inzwischen auf volatilen, nicht steuerbaren Technologien, wie zum Beispiel der Windenergie. Dieses hat erhebliche Auswirkungen auf den Einsatz der Kraftwerke am Wettbewerbsmarkt. Zur Abbildung sowohl der typischen Zyklen der Stromnachfrage als auch der volatilen, nicht steuerbaren Erzeugung wird für jede Stunde des Jahres eine von den Kraftwerken am Wettbewerbsmarkt zu deckende Nachfrage (residuale Last) basierend auf Simulationen der Last sowie Erzeugung der Windenergieanlagen, Laufwasserkraftwerke, sonstiger Erneuerbarer Energien und wärmegeführter KWK-Anlagen abgeleitet. Diese wird in eine Zeitreihe übersetzt, die dem BET-Modell als Eingangsgröße dient. Durch diese hohe zeitliche Auflösung von 8.760 Stunden pro Jahr ist sichergestellt, dass sowohl die Zyklen als auch die Volatilitäten der residualen Last adäquat abgebildet werden.

⁹ veröffentlicht durch ENTSO-E unter www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/

Knotenscharfes Modell *NodeMod*

Das verwendete Modell *BET NodeMod* ist eine Abwandlung dieses zweistufigen *BET Euro-Mod*. In diesem Modell sind die Kraftwerke Deutschlands (konventionell, Speicher und EE) zu Klassen aggregiert den Netzknoten des Übertragungsnetzes zugeordnet. Beaufschlagt mit den Daten aus vorhergehenden Arbeitsschritten liefert dieses Modell nun den optimierten Ausbaupfad der konventionellen Erzeugung sowie den *Dispatch*, also die Einsatzweise der Erzeugung an den einzelnen Knoten des Übertragungsnetzes. Damit ist der tatsächliche Belastungsfall für das Netz in jedem der Szenarien in einer zeitlichen Auflösung von 8.760 Stunden pro Jahr ermittelt.

Ergebnis der Modellrechnungen ist ein Datensatz, der für jedes der Szenarien die Belastung des Netzes bestimmt.

4.2 Aufbereitung der Daten

Wie in Kapitel 3 ausgeführt sind im Rahmen der Szenariendefinition Festlegungen zu den Einflussgrößen für die Marktmodellierung getroffen worden. Diese sind allerdings oftmals noch nicht differenziert genug, um direkt als Input für den Modelllauf verwendet werden zu können, sondern müssen noch verfeinert werden. Diese Verfeinerungs- oder Aufbereitungsschritte stellen eine Einflussgröße auf die Modellergebnisse dar, die der Öffentlichkeit oft verborgen bleibt. Im Folgenden werden die wesentlichen vorgenommenen Aufbereitungsschritte dargestellt und erläutert.

4.2.1 Profile der Erneuerbaren Energien

In diesem Projekt wurden als Basis die Einspeiseprofile der Erneuerbaren Energien Onshore- und Offshore-Windkraft und Photovoltaik verwendet, die auch im NEP zur Anwendung kamen. Diese sind differenziert nach den 18 Netzregionen. Das Einspeiseprofil übersetzt die installierte Leistung der Anlagen (hier wie beschrieben entnommen aus der Studie *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland*) in Arbeit und bestimmt damit sowohl die erzeugte Menge als auch ihren zeitlichen Verlauf. Kennzeichnend für den Zusammenhang zwischen installierter Leistung und erzeugter Energie ist die Vollbenutzungsstundenzahl, also die Jahresarbeit dividiert durch die installierte Leistung.

Für die Auswahl beziehungsweise Bildung von Profilen gibt es diverse relevante Einflussgrößen. Im Bereich Onshore-Windkraft etwa existiert ein Trend zu sogenannten Schwachwindanlagen. Das sind Anlagen, die bereits bei geringen Windgeschwindigkeiten ihre maximale Erzeugung erreichen, allerdings dafür bei der maximalen Windgeschwindigkeit eine geringere Maximalerzeugung haben als Starkwindanlagen. Die Kennlinien solcher Anlagen weisen höhere Vollbenutzungsstunden auf als heute übliche Anlagen.

Ein anderes Beispiel für die Auswirkung der Profilauswahl ist die Ausrichtung der Photovoltaikmodule: Eine Anlage die in Ost-West-Richtung ausgerichtet ist, hat kein Einspeisemaximum zur Mittagsstunde, sondern erzeugt gleichmäßiger über den Tag verteilt Strom. Durch-

mischen sich diese Anlagen mit den herkömmlich nach Süden ausgerichteten Anlagen, verstetigt dies die Einspeiselinie der PV. Die folglich auftretende Senkung der zeitgleichen Einspeisespitze (nicht der installierten Leistung) wirkt netzentlastend.

Der Qualität und der Grundlage der Profile kommt daher große Bedeutung zu.
→ *Merkliste (Kapitel 6)*

4.2.2 Einspeisemanagement und Profilmodifikation

Im Rahmend der Prämissen wurde festgelegt, das Übertragungsnetz nicht für die letzte kWh auszubauen. Dies ist gleichbedeutend mit einer Kappung von Einspeisespitzen der EE. Es liegt damit die Aufgabe vor, diese Kappung zu bemessen.

Die Einspeiseprofile der unterschiedlichen Arten der EE weisen sehr unterschiedliche Formen auf: Bei PV sind die Spitzeneinspeisungen relativ selten, die geordnete Dauerlinie des Profils hat eine extreme Spitze. In diesem Fall kann ein relativ großer Anteil der Leistung gekappt werden, wobei nur ein relativ kleiner Anteil der Arbeit verloren geht. Im Fall von Offshore-Windkraft ist diese Situation anders, denn die geordnete Dauerlinie ist weit weniger spitz. Eine Kappung von relativ wenig Leistung wirkt sich daher sehr rasch auch bezüglich der abgeregelten Arbeit aus (Details folgen).

Aufgrund dieses Zusammenhangs wurde in diesem Projekt kein Grenzwert für die zu kappende Leistung festgelegt, vielmehr wurde eine prozentuale gleiche Arbeitseinbuße bei den EE-Arten angestrebt. Diese wurde auf ein Prozent der Erzeugung ohne Abregelung festgelegt. Die Höhe der Abregelung ist letztlich eine Festlegung, die einen Ausgleich zwischen der Betroffenheit der Einspeiser einerseits und der Einsparung an Netzausbau andererseits sucht. Eine Optimierung des Wertes hat im Rahmen des Projektes nicht stattgefunden, daher findet sich auch dieser Punkt in der Merkliste wieder. Die Vereinheitlichung der Arbeitsmenge (und nicht eines Leistungswertes) trägt der unterschiedlichen Fälligkeit der Dauerlinien Rechnung.

Die folgende Abbildung 9 zeigt exemplarisch das Einspeiseprofil der PV (dunkelrot) über den Jahresverlauf von 8.760 Stunden sowie überlagert die geordnete Dauerlinie derselben Kurve (hellrot). Außerdem ist die Kappung eingetragen, die einer Arbeitseinbuße von etwa einem Prozent entspricht (grauer Bereich beziehungsweise schwarze Spitze der geordneten Dauerlinie).

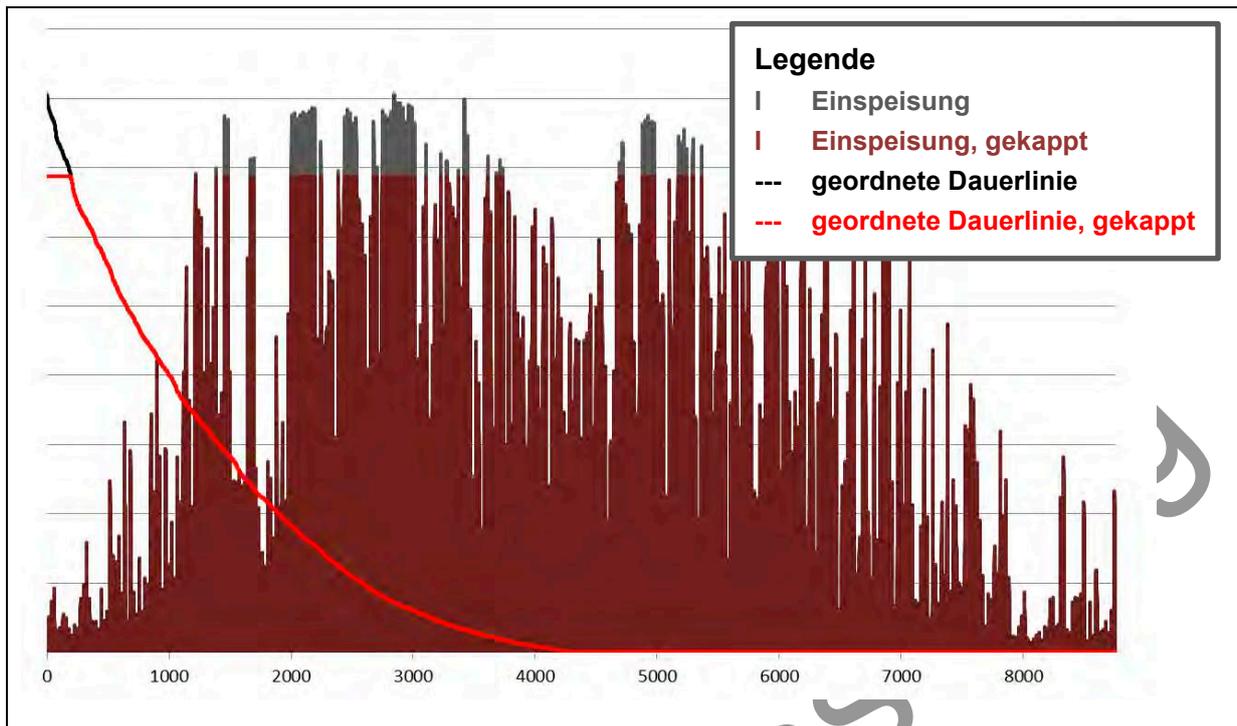


Abbildung 9: Prinzipskizze: Einspeisemanagement am Beispiel PV

Das Einspeisemanagement wird in der Modellberechnung also so umgesetzt, dass das Einspeiseprofil um die grauen Spitzenwerte abgeregelt wird. Der Arbeitseinbuße von etwa ein Prozent steht im Fall der PV eine Leistungsabregelung von etwa 15 Prozent der maximal auftretenden Leistung¹⁰ gegenüber.

Qualitativ identisch, quantitativ aber doch deutlich abweichend stellt sich das Bild im Beispiel der Offshore-Windenergie dar, wie Abbildung 10 zeigt:

¹⁰ Bezugswert ist hier die maximale im Profil beziehungsweise der Zeitreihe auftretende Leistung, und nicht die installierte Leistung. Die installierte Nennleistung der PV und die Summen der installierten Leistungen der Windenergie liegen systematisch höher als das Maximum der auftretenden Leistungsspitze. Gründe hierfür sind zum einen das zeitungleiche Auftreten der Leistungsspitzen an unterschiedlichen Standorten eines Gebietes, zum anderen (bei PV) die Abweichung zwischen Peakleistung unter Normbedingungen und tatsächlicher Einspeiseleistung.

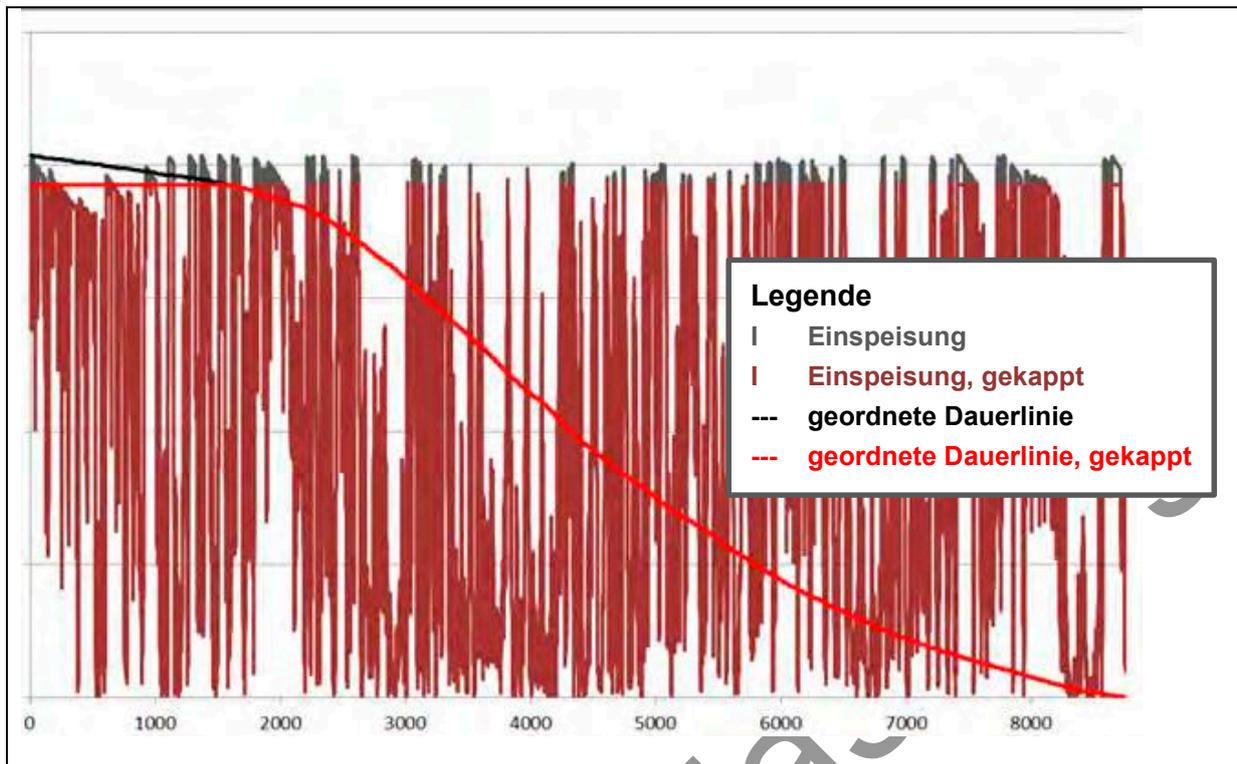


Abbildung 10: Prinzipskizze: Einspeisemanagement am Beispiel Offshore-Windenergie

Auch hier wurde eine Arbeitseinbuße von circa einem Prozent angesetzt, aufgrund der fülligeren Einspeisedauerlinie führt diese aber zu einer Leistungsabregelung von nur circa fünf Prozent der auftretenden Maximalleistung.

In der Realität sollte eine Abregelung nur erfolgen, wenn dem Netz tatsächlich andernfalls eine Überlastung droht. Diese Abregelung tritt in der hier angewendeten Modellierung in geringem Umfang zusätzlich auf, wenn es für die Stromproduktion keine zeitgleiche Senke gibt und ist vergleichbar mit der *Dumped Energy* aus dem NEP. Eine intelligente Abregelung der EE würde helfen, einen Teil dieser Beschneidung des Einspeiseprofiles unnötig zu machen.

→ Merklisse (Kapitel 6)

4.2.3 Lastprofile und Modifikation von Lastprofilen

Ein ähnliches Phänomen wie bei den Profilen der Erneuerbaren Energien zeigt sich bei den verwendeten Profilen der Last. Im NEP wurden pro Netzregion unterschiedliche Profile, also zeitliche Abläufe der Kundenlast angenommen. Die folgende Abbildung 11 zeigt – aufgebaut wie die vorherigen Grafiken zur Windenergie und Photovoltaik – den Verlauf eines solchen Lastganges über die 8.760 Stunden eines Jahres.

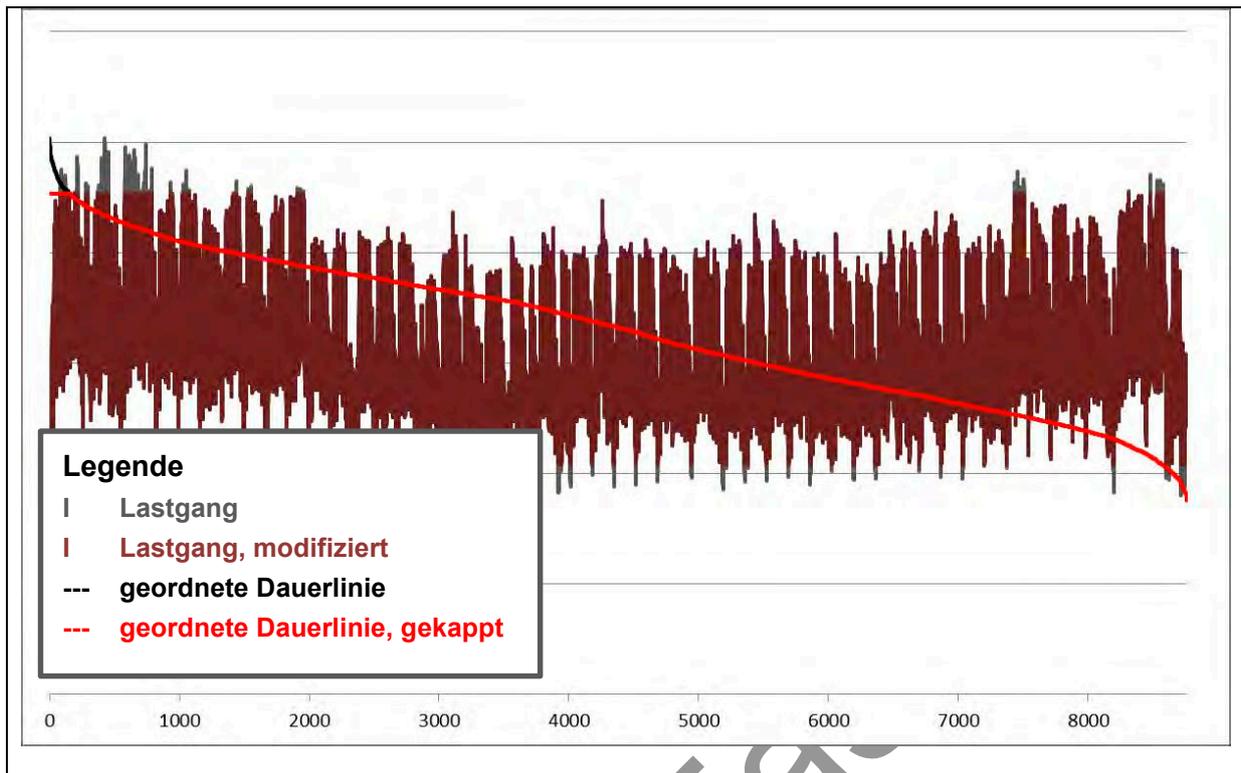


Abbildung 11: Prinzipskizze: Modifikation der Kundenlastgänge

Die Struktur der Kundenlast wurde als direkter Deskriptor identifiziert, insbesondere das Auftreten von Lastspitzen ist mitbestimmend für die Dimensionierung des Übertragungsnetzes. Eine Bewertung der Qualität (im Sinne von Realitätsnähe) der Lastprofile an sich ist im Rahmen des Gutachtens nicht erfolgt. Die hierzu notwendigen Daten sind öffentlich nicht verfügbar.

Zugleich wurde für mehrere indirekte Deskriptoren festgestellt, dass sie über den direkten Deskriptor Laststruktur wirken. Beispielsweise können dezentrale Speicher und DSM, bei geeigneter Einsatzweise auch Elektromobilitäts-Batteriespeicher, dazu beitragen, den Lastverlauf zu glätten und Spitzen zu verlagern.

Die Quantifizierung der Modifikationsoptionen ist ausgesprochen unsicher. Studien und Metastudien, die sich zum Beispiel mit den Potenzialen des DSM befassen¹¹, weisen für diesen Bestandteil der möglichen Optionen eine Spannweite von 10 bis 14 Gigawatt aus, dies entspricht rund 15 Prozent der Maximallast, allerdings mit sehr unterschiedlichen möglichen Erbringungsdauern. Potenziale der Elektromobilität kommen hinzu, auch hier weichen die Szenarien und Studien stark voneinander ab.

Auf dieser relativ unsicheren Erkenntnisbasis wurde für eine der zwei Ausprägungen (nämlich die modifizierte Kundenlaststruktur) als konservativer Ansatz eine Leistungskappung in

¹¹ Vergleiche zum Beispiel Krzikalla/Achner/Brühl (BET): *Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus regenerativen Energien*, Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien e.V.

Höhe von zehn Prozent der maximal auftretenden Leistung unterstellt. Dieser zunächst hoch anmutende Wert führt zu einer Arbeitsverlagerung von im Mittel¹² lediglich 0,27 Prozent der Arbeit. Das ist gleichbedeutend damit, dass auch Speicher mit sehr kleinem Volumen oder auch eine bloße Kappung bestimmter Lastspitzen ausreichen, um den gewünschten Effekt der Reduktion des Transportbedarfs zu erreichen. Im Verteilnetz ist die Leistungskappung (zum Beispiel durch Abschaltung bestimmter Verbraucher) leicht vorstellbar, die langfristige Speicherung größerer Energiemengen stellt sicher ein größeres Problem dar. Daher ist eine Beeinflussung der Lastganglinie, die sich auf Leistungskappung stützt und dabei relativ wenig Speicher beansprucht, intuitiv naheliegend.

Die in Abbildung 11 dargestellte geordnete Dauerlinie und eingezeichnete Kappung veranschaulichen dieses Verhältnis: Aufgrund der ausgeprägten Spitze der Dauerlinie (links, schwarz eingezeichnet) ist das Verhältnis der abgeschnittenen Fläche zur Gesamtfläche unter der hellroten Kurve so klein. Im Rahmen der Modifikation des Profils wurde die in den Spitzen gekappte Arbeit zu anderen (lastschwachen) Zeitpunkten nachgeholt, die Gesamtarbeit der Kundenlast wurde also nicht modifiziert.

Gleichwohl ergibt sich in diesem Punkt weiterer Forschungsbedarf: Sowohl die Form der angenommenen Lastprofile als auch der Umfang der Möglichkeit ihrer Beeinflussung sollten weiter untersucht werden.

→ *Merkliste (Kapitel 6)*

4.2.4 Regionalisierung der Last

Im Rahmen der Szenarienbildung wurde die Höhe des anzunehmenden Stromverbrauchs abgestimmt, die Verteilung des Stromverbrauchs auf die Stunden des Jahres wird durch die bereits im vorhergehenden Abschnitt diskutierten Lastprofile determiniert. Eine weitere Stellgröße für den Transportbedarf im Übertragungsnetz ist die Regionalisierung der Last, also die räumliche Verteilung. In diesem Projekt wurde hierzu die Verteilung unterstellt, die auch im NEP verwendet wurde.

Tatsächlich kann es sinnvoll sein, in diesem Aspekt zukünftig Varianten in Erwägung zu ziehen. Demografische Untersuchungen¹³ zeigen deutlich, dass nicht nur der summarische Bevölkerungsrückgang das Thema der Netzplanung tangiert, sondern auch regionale Entwicklungen eine Rolle spielen. Exemplarisch kann hierfür die Bevölkerungszunahme in den Großräumen Berlin und München bei zeitgleich stattfindendem Bevölkerungsrückgang im ländlichen Raum der neuen Bundesländer, im nördlichen Hessen, im südlichen Niedersachsen und in Nordbayern genannt werden. Durch eine Verlagerung der Bevölkerung verändert sich auch die Netzlast und damit die Transportaufgabe des Übertragungsnetzes.

→ *Merkliste (Kapitel 6)*

¹² Der Wert ist von der Form des Profils abhängig. Für diverse Profile liegt dieser bei unter 0,1 Prozent, der Maximalwert aller Profile beträgt 0,79 Prozent, das mengengewichtete Mittel 0,27 Prozent.

¹³ siehe beispielsweise Untersuchungen des Berlin-Instituts für Bevölkerung und Entwicklung

4.2.5 Nationale Lastdeckung

Die qualitative Prämisse, dass Deutschland in der Lage sein soll, seine Last ohne Abhängigkeit vom Ausland zu decken, wurde bereits benannt. Neben der Frage, ob eine solche Zielstellung der nationalen Lastdeckung an sich sinnvoll ist (auch diese wurde bereits diskutiert), ist die Frage nach der vorzuhaltenden Höhe der disponiblen Erzeugungsleistung, die für das Funktionieren des Systems benötigt wird, zu klären, denn diese Vorgabe einer vorzuhaltenden Leistung ist Inputgröße für die Marktmodellierung. Diese wiederum ist eng verwoben damit, welche Quellen mit ins Kalkül gezogen werden. Die Quellen dieser disponiblen Leistung sind im Jahre 2033 vielfältig. Den Sockel bildet nach wie vor ein konventioneller Kraftwerkspark aus Kohle- und Gaskraftwerken. Manche dieser Kraftwerke (vor allem die Gasturbinen) werden nur wenige Stunden im Jahr eingesetzt und dienen somit fast ausschließlich der Leistungsvorhaltung. Daneben sind die KWK-Anlagen, die Biomasseanlagen und die Turbinen der Pumpspeicher berücksichtigt. Als Orientierungswert der Bemessung kann die Jahreshöchstlast aus dem Jahr 2010 gelten, die der BDEW¹⁴ mit 79,3 Gigawatt angibt. Eine installierte Leistung von 80 Gigawatt wäre also geeignet, diese Last ohne Import zu decken.

Zwar sind hierin keine Revisionen et cetera angenommen, doch kann andererseits zusätzliche Sicherheit (neben den hier absichtlich nicht berücksichtigten Importmöglichkeiten) durch den Beitrag Erneuerbarer Energien (sogenannte gesicherte Leistung der Windenergie) bereitgestellt werden. Die gesicherte Leistung der Windeinspeisung, für die Werte um sechs Prozent diskutiert werden (dies entspräche immerhin circa sechs Gigawatt), wurde hier konservativ zu null angenommen. Eine weitere Quelle der Absicherung besteht in einer Flexibilisierung der Nachfrage, also dem *Demand Side Management* (DSM). Auch dieses Potenzial, das – wie im Zusammenhang der Lastprofile unter 4.2.3 beschrieben – ein Volumen im zweistelligen Gigawatt-Bereich haben dürfte, wurde vorliegend nicht berücksichtigt. Diese nicht berücksichtigten Bestandteile dienen der Pufferung und zusätzlichen Absicherung des Systems – ohne auf Importe zurückzugreifen.

Die Frage der nationalen Lastdeckung sollte weiter diskutiert und beleuchtet werden, denn offensichtlich ist es im europäischen Kontext nicht optimal, Systemsicherheit als nationales Gut anzusehen. → *Merklisse (Kapitel 6)*

Hinweis zur Relevanz der Bemessung in dieser Untersuchung: Eine höhere Mindestleistung, die die beschriebenen 80 Gigawatt überschreiten würde, würde in der Marktmodellierung modellendogen vollständig oder nahezu vollständig durch eine höhere installierte Leistung der Gasturbinen umgesetzt. Da diese zusätzlichen Gasturbinen nur sehr geringfügig zur Lastdeckung beitragen, ändert ihr Hinzukommen auch nur sehr geringfügig den Belastungsfall für das Übertragungsnetz. Die Frage, ob zusätzliche Sicherheit durch zusätzliche Reserverleistung im System wünschenswert wäre, ist damit zwar höchst spannend, aber zugleich für das hier gesuchte Resultat (Netzausbau) nur dann relevant, wenn ein anderer *Dispatch* in Ort oder Höhe folgen würde.

¹⁴ BDEW (2012): *Energiemarkt Deutschland, Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom- und Fernwärmeversorgung*, Berlin

4.2.6 Kraft-Wärme-Kopplung

Die Gesamtstromerzeugung aus KWK-Anlagen wurde im Rahmen der Szenariendefinition festgelegt. Dieser KWK-Strom rekrutiert sich aus drei Quellen:

- verteilte, kleinere KWK-Anlagen wie zum Beispiel industrielle KWK oder Mikro-KWK
- Biomasse-KWK
- KWK-Auskopplung aus Großkraftwerken

In Abbildung 12 ist dargestellt, wie sich die KWK-Stromerzeugung auf diese drei Quellen aufteilt:

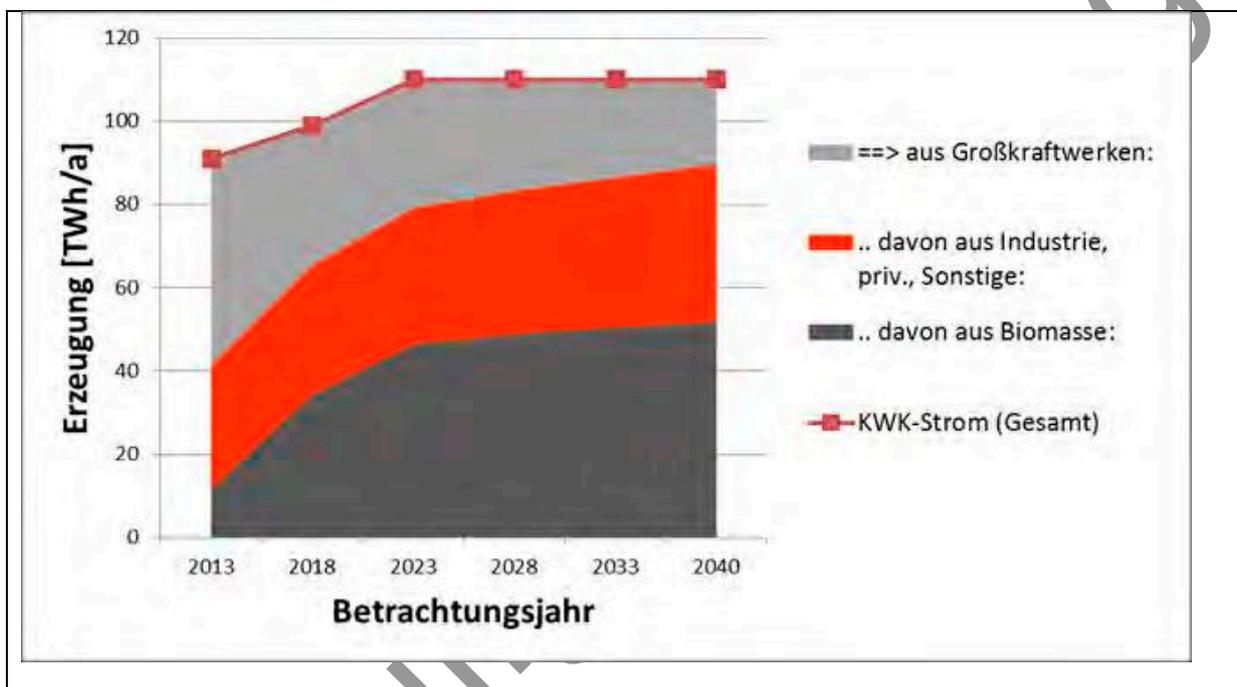


Abbildung 12: Herkunft und Aufteilung der KWK-Stromerzeugung

Die Aufteilung der heutigen KWK-Stromerzeugung wurde anhand von Daten des BDEW abgeschätzt¹⁵. Ausgehend von dieser Aufteilung und von der Gesamtstromerzeugung wurde zunächst ein ebenfalls im Szenario definierter Anteil an Biomasseverstromung (hier dunkelgrau dargestellt) zum Abzug gebracht. Hierbei wird unterstellt, dass der Anteil der KWK an der Biomassestromerzeugung eher zunimmt. Für die Klein-KWK (rot) wurde eine leicht steigende Tendenz angenommen, begründet durch den Trend zur industriellen Eigenversorgung mit KWK-Strom und zu kleinen und kleinsten Anlagen (Mikro-BHKW) für Gewerbe und Privathaushalte. Der verbleibende Teil der KWK-Strommengen wird durch Auskopplung aus Großkraftwerken beigesteuert (hellgrau dargestellt). Dieser Anteil hat eine in absoluten Zahlen sinkende Größe. Diese Tendenz erscheint auch plausibel, denn der rückläufige konventionelle Kraftwerkspark bietet weniger Möglichkeiten, Wärme auszukoppeln. Zwar werden

¹⁵ BDEW (2012): *Energiemarkt Deutschland, Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom- und Fernwärmeversorgung*

Kohle- und GuD-Kraftwerke in der Regel als KWK-Anlagen realisiert, doch haben die Gasturbinen den Löwenanteil an den modellendogenen Neubauten, und diese werden als Spitzenlast-*Peaker* oder Reservekraftwerke betrieben; eine solche Einsatzweise ist für KWK-Zwecke ungeeignet (oder bräuchte sehr große Wärmespeicher), weshalb diese Anlagen ohne Wärmeauskopplung ausgelegt werden.

Zu diskutieren ist im Folgenden der Umgang mit der sinkenden KWK-Stromerzeugung aus Großkraftwerken im Rahmen der Marktmodellierung. Eine übliche Herangehensweise ist, bestimmte Kraftwerke als KWK-Kraftwerke zu identifizieren und ihnen aus diesem Grund einen *Must-run*-Status zuzubilligen. Die Anlagen dürfen also durch das Marktmodell nicht unter einen bestimmten Schwellwert gefahren werden, da ja die Wärme bereitgestellt werden muss. Diese Herangehensweise kann für die Netzausbauplanung zweierlei Konsequenz haben:

- i) Sollte die betreffende Anlage zum Beispiel in einer Windüberschussregion stehen, kann der Ansatz zusätzlichen Netzausbau erforderlich machen, denn es ist nicht nur die Einspeisung aus Windenergie, sondern darüber hinaus auch der KWK-Strom abzutransportieren.
- ii) Würde hingegen die Anlage in einer netztechnisch schwach angebundenen Region mit geringer Erzeugung allokiert sein, könnte der Ansatz zu einem geringeren Netzausbau führen, denn im Rahmen der Marktsimulation würde die Anlage aufgrund der Wärmenachfragebedingung ja betrieben¹⁶.

Nach intensiver Diskussion wurde die Annahme eines *Must-run*-Status verworfen. Aus Sicht eines Netzplaners werfen beide geschilderte Effekte massive Probleme auf.

Würde, wie in Fall i) geschildert, das Netz zusätzlich für den KWK-Strom ausgebaut, impliziert dies, dass der Netzausbau die effiziente Reaktion auf die Überschusssituation in der Region ist. Tatsächlich würde in diesen Stunden tendenziell ein niedriger Strompreis herrschen. Wenn es seitens des Kraftwerksbetreibers also Alternativen zur Wärmebereitstellung aus KWK gibt, ist naheliegend, dass diese auch genutzt würden, weil sie gegebenenfalls betriebswirtschaftlich vorteilhaft wären. Diese Alternativen bestehen zum Beispiel in der Entkopplung der Strom- und Wärmeenergie durch einen Wärmespeicher, in der Bereitstellung der Wärme durch einen Heizkessel oder sogar in der Nutzung des Überschussstromes zur Wärmeenergie (*Power to heat*). Das Präjudiz, dass der Netzplaner sich auf die Einspeisung des KWK-Kraftwerks einstellen müsste, ist also weder sachgerecht, denn wie der Einspeisevorrang der EE kann auch der Vorrang der KWK-Stromerzeuger hinterfragt werden, noch ist es belastbar, denn wirtschaftliche Überlegungen des Kraftwerksbetreibers können dem entgegenstehen.

Auch für den unter ii) skizzierten Fall lassen sich parallele Überlegungen anstellen: Wenn sich der Netzbetreiber auf die konstante Fahrweise der *Must-run*-KWK-Anlagen verlässt und im Extremfall darum sein Netz weniger ausbaut, ignoriert er die aktuellen Tendenzen zur

¹⁶ Davon unabhängig ist zu prüfen, wie der Netzbetreiber sein Netz robust gegen eine Nichtverfügbarkeit der Anlage auslegt.

Flexibilisierung der Stromerzeugung, auch aus KWK-Anlagen. Vor dem Hintergrund abschmelzender Margen sind alle Kraftwerksbetreiber bemüht, ihre Anlagenwirtschaftlichkeit zu optimieren. Eine Flexibilisierung der KWK-Erzeugung ist daher naheliegend, für den Zeitraum bis 2033 ist von einer weiteren Flexibilisierung der KWK-Anlagen aus betriebswirtschaftlichen Gründen auszugehen. Ist die Anlage aber flexibel, ist ungewiss, ob sie in der betreffenden Stunde tatsächlich betrieben wird. Gleiches gilt für einen Ausfall der Anlage.

Die Konsequenz dieser Diskussion ist schlicht: Der Netzplaner kann sich nicht auf die Einspeisung der KWK-Großkraftwerke verlassen, da eine abweichende Fahrweise aus betriebswirtschaftlichen Erwägungen des Betreibers zwar nicht sicher, aber doch naheliegend ist. Folglich müssen auch die KWK-auskoppelnden Großkraftwerke im Rahmen der Marktsimulation strompreisgetrieben eingesetzt werden und dürfen keine zusätzliche *Must-run*-Bedingung erhalten. In dieser Weise wurde hier verfahren.

Es soll nicht unerwähnt bleiben, dass auch dieser Ansatz eine Näherungslösung darstellt. Eine geschlossene Optimierung, die den Strom- und Wärmemarkt umfasst und – lokal aufgelöst – die Wärmelast aus mehreren Optionen optimal bereitstellt, also zum Beispiel auch Kessel, Speicher und Elektroheizer bauen und einsetzen kann, und idealer Weise auch die Kennlinienfelder der Bestandskraftwerke in diese Abwägung einbezieht, konnte im Rahmen dieser Untersuchung nicht geleistet werden, wäre aber wünschenswert. Hier besteht weiterer Entwicklungsbedarf.

→ *Merkliste (Kapitel 6)*

4.3 Ergebnisse der Rechenläufe

Die Marktmodellierung ergänzt die Eingangsdaten der Szenarien um die installierte Kapazität und die Einsatzweise der Erzeuger sowie die Übergaben zu den Nachbarstaaten, regional auf alle Knoten des Höchstspannungsnetzes und zeitlich im Stundenraster aufgelöst. Diese Daten werden für die vier ausgewählten Szenarien und die relevanten Stützjahre zusammengestellt beziehungsweise errechnet. Als Zeitraster wurden 2033 als Basisbetrachtungsjahr, 2040 als Ausblick sowie die Jahre 2018, 2023 und 2028 als Stützjahre zur Entwicklung des Pfades festgelegt.

Der Umfang dieses Datensatzes macht eine komplette und detaillierte Darstellung unmöglich, zumal einige Bestandteile, da sie direkt aus den §12-EnWG-Daten hergeleitet sind, der Vertraulichkeit unterliegen. Eine Ergebnisdarstellung kann daher in diesem Rahmen nur aggregiert erfolgen.

4.3.1 Entwicklung der installierten Leistung Erneuerbarer Energien

Die installierten Leistungen der EE sind – wie beschrieben – der Studie *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland* entnommen. Abbildung 13 zeigt das sogenannte Szenario *Beste Standorte*, das in die hier vorliegenden Szenarien B und C eingegangen ist.

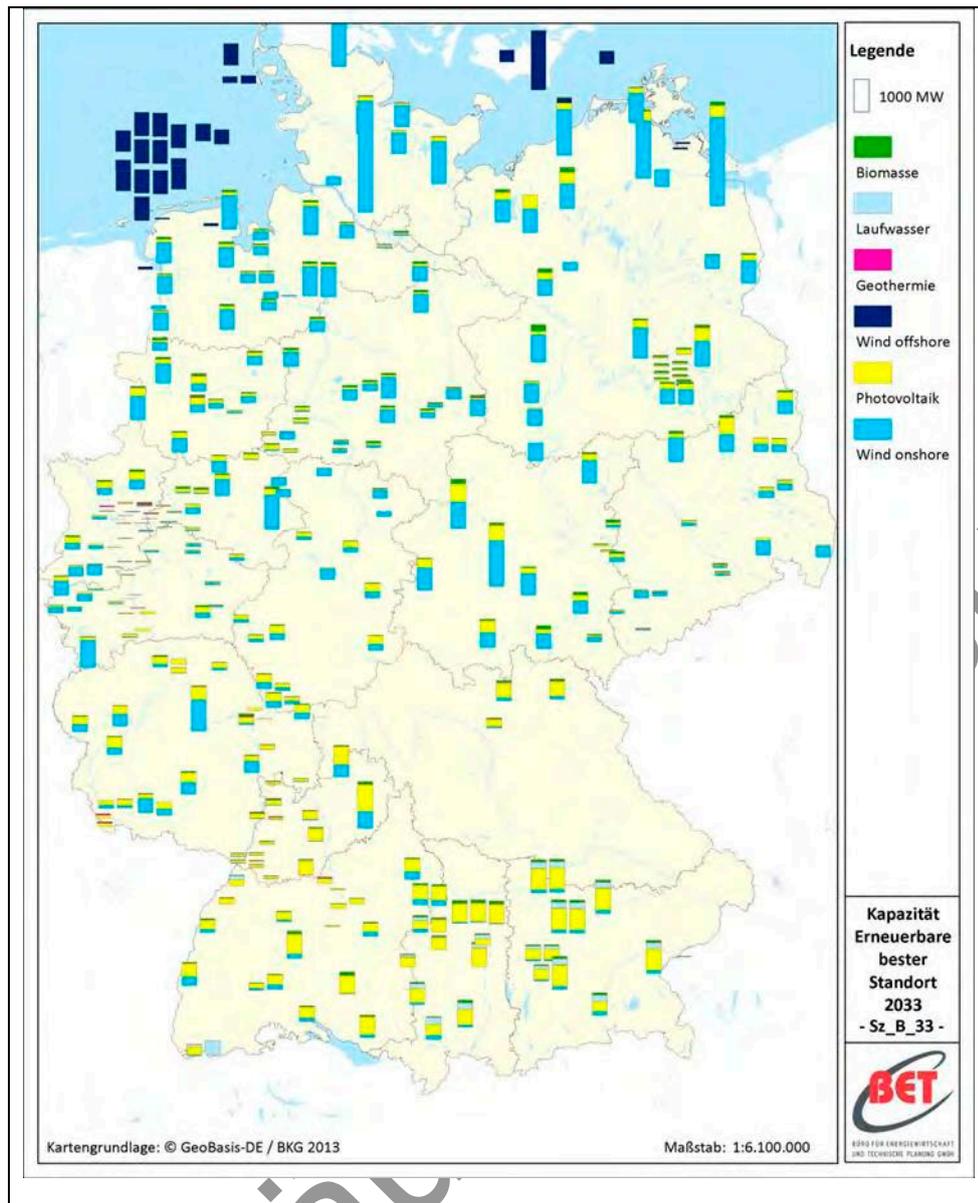


Abbildung 13: Verteilung der EE nach Ansatz *Beste Standorte*
(verwendet in Szenario B und C)

Demgegenüber ist das Szenario *Verbrauchsnahe Erzeugung*, welches Abbildung 14 darstellt, in Szenario A und D verwendet worden.

In allen Szenarien sind die hauptsächlichen Unterschiede zu den im NEP verwendeten Daten darin zu sehen, dass weniger Offshore-Windenergie angesetzt ist.

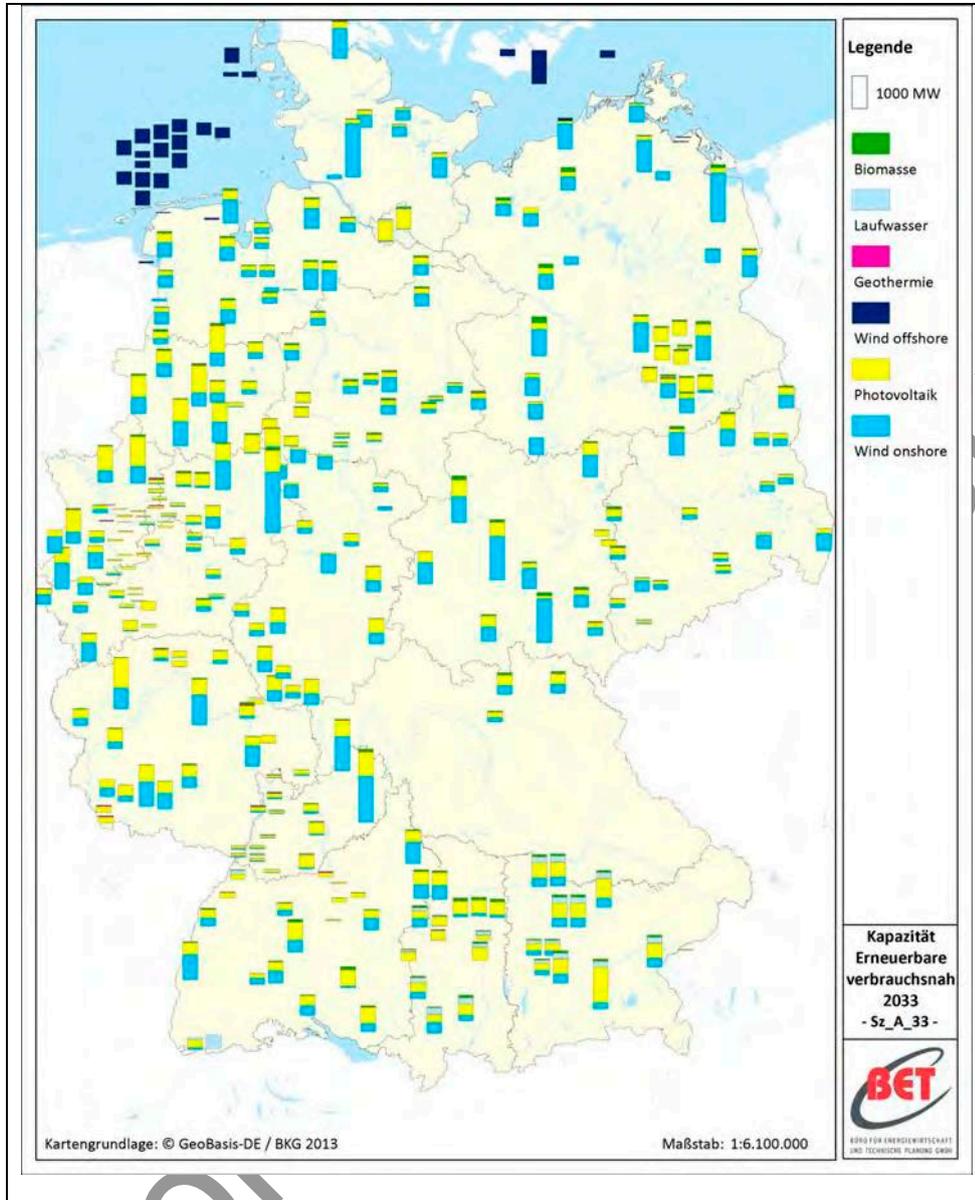


Abbildung 14: Verteilung der EE nach Ansatz *Lastnah*
(verwendet in Szenario A und D)

Die daraus folgende Mindereinspeisung wird im Falle in den Szenarien A und D durch einen großflächig verteilten Ausbau der EE über die gesamte Fläche der Bundesrepublik kompensiert, in Szenario B und C konzentriert sich dagegen der Ausbau der Windenergie deutlich im Norden, der der Photovoltaik deutlich im Süden.

Die Annahmen zur Installation Erneuerbarer Energien sind Modellinput, nicht Ergebnis.

4.3.2 Entwicklung des thermischen Kraftwerksparks

Der thermische Kraftwerkspark wird durch das Modell, also endogen, bestimmt. Maßgeblich hierfür sind die Sterbelinie der Bestandsanlagen sowie die durch das Modell angenommenen Zubauten, welche manuell (wie unter 3.2.2 beschrieben) den möglichen Standorten zugewiesen werden. Dem Modell wurde zur Sicherstellung der nationalen Leistungsautarkie (vergleiche ebenfalls Kap. 3.2.2) vorgegeben, dass die installierte disponible Leistung in Deutschland nicht unter 80 Gigawatt sinken darf. Folglich werden auch Kraftwerke, vorrangig Gasturbinen (GT) zugebaut, die zur Lastdeckung nicht oder nur marginal beitragen.

Abbildung 15 zeigt exemplarisch für Szenario A, welche installierten Leistungen für Gesamtdeutschland vorgehalten werden.

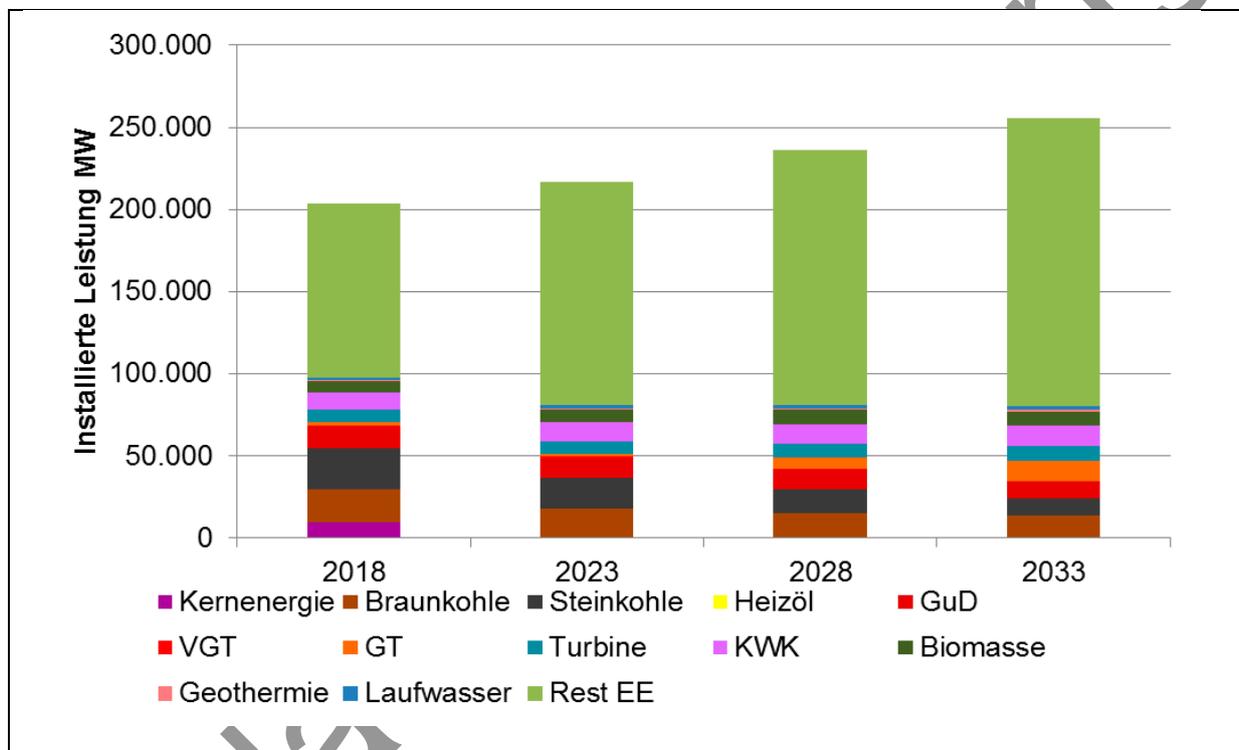


Abbildung 15: Installierte Leistung in Deutschland, Szenario A

Dargestellt sind die installierten Leistungen der unterschiedlichen Erzeuger, differenziert nach Brennstoffen, für die Stützjahre der Netzausbauplanung. Deutlich erkennbar ist das Abschmelzen des konventionellen Kraftwerkssockels (Kernenergie, Kohle, Gas), der im Jahr 2018 noch circa 70 Gigawatt beträgt. Im Jahr 2033 liegt dieser nur noch bei circa 47 Gigawatt, wovon alleine die Gasturbinen fast 13 Gigawatt ausmachen. Allerdings wird dieser Sockel ergänzt um weitere disponible Bestandteile des Erzeugungsparks (Turbinen der Pumpspeicher, KWK, Biomasse, Geothermie, Laufwasser). Dieser wächst von circa 27 Gigawatt im Jahr 2018 auf fast 33 Gigawatt im Jahr 2033 an, sodass in Summe im Jahr 2033 mehr als

80 Gigawatt disponible Erzeugung installiert ist, was den Vorgaben an das Modell entspricht¹⁷.

Die folgende Abbildung 16 zeigt die Verteilung des konventionellen Kraftwerksparks auf die Netzregionen. Neben einer nach wie vor erkennbaren Manifestation der Braunkohlekraftwerke in Tagebaunähe ist deutlich erkennbar, dass der Wegfall der Atomkraftwerke in Süddeutschland durch die exogen vorgenommene (händische) Allokation von Gasturbinen kompensiert wurde.

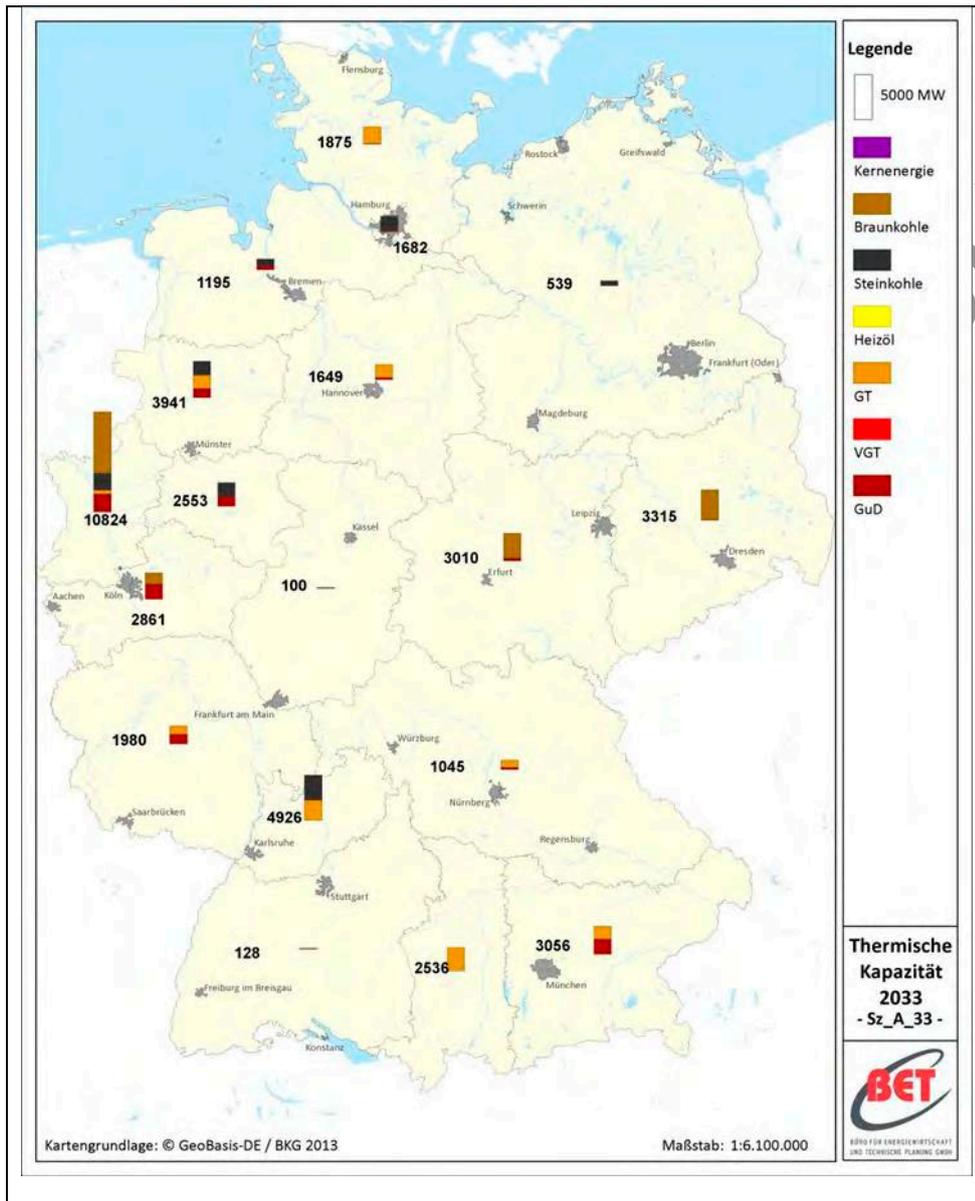


Abbildung 16: Verteilung der thermischen Erzeugung in 2033 (Szenario A)

¹⁷ Ob eine zusätzliche Reserve zu den bereits beschriebenen notwendig oder wünschenswert ist, bedarf gegebenenfalls einer vertiefenden Diskussion, ist aber für den methodischen Ansatz unerheblich.

Dies führt zu einem im Ganzen ausgeglicheneren Bild als wenn diese Allokation nicht stattgefunden hätte, dennoch zeigen sich Lücken: Im Nordosten sowie im Südwesten sind nur sehr wenige thermische Erzeugungsanlagen angesiedelt.

4.3.3 Ungleichgewichte zwischen Last und Erzeugung

Eine visuelle Einschätzung des Transportbedarfes lässt Abbildung 17 zu: Hier ist je Netzregion die Erzeugung der Nachfrage gegenübergestellt, exemplarisch wiederum für Szenario A. In der Erzeugung sind dabei konventionelle Erzeugung und die aus EE zusammengefasst.

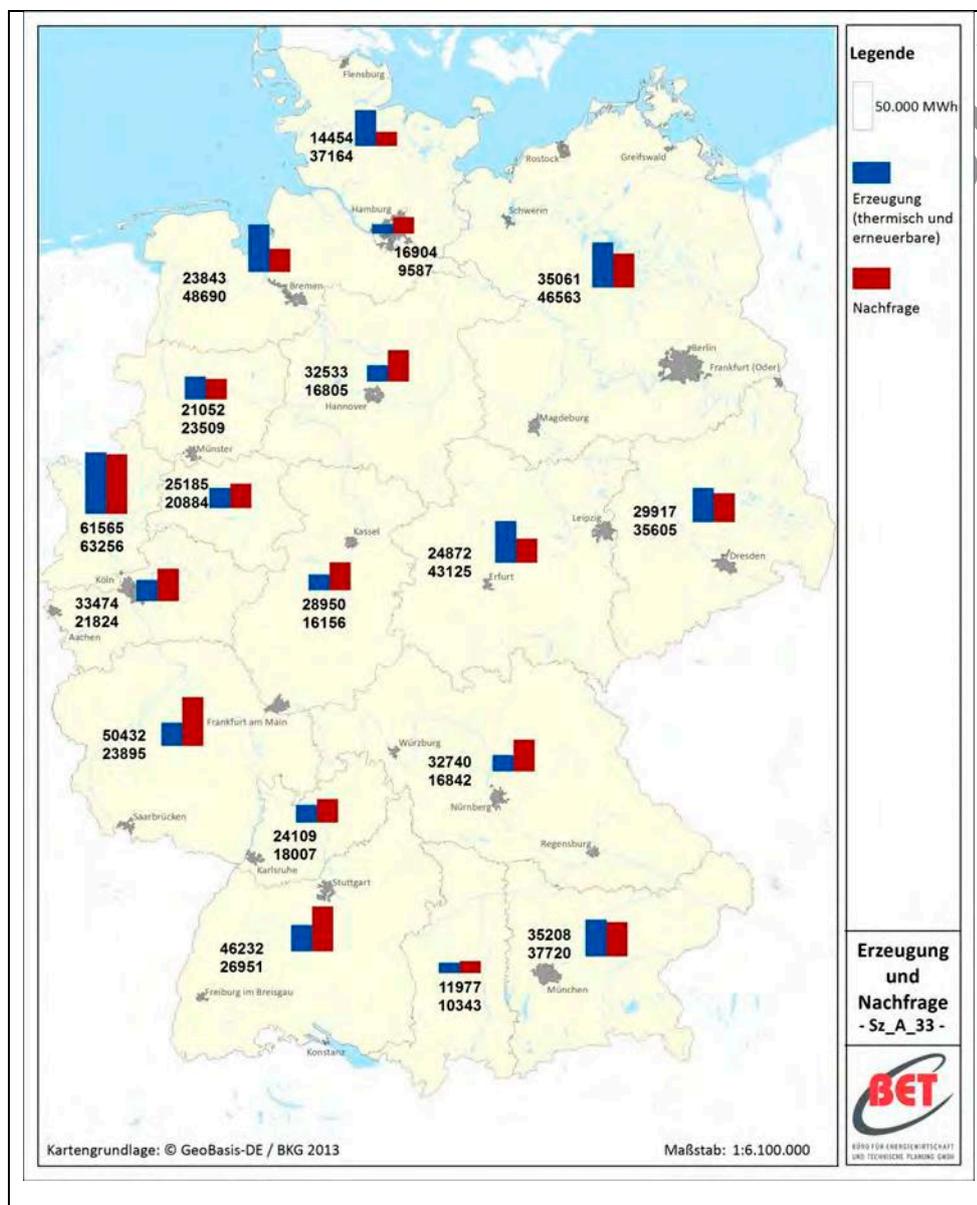


Abbildung 17: Last und Erzeugung nach Netzregionen

Die intuitive Erwartung wird klar bestätigt: In den nördlichen Regionen herrscht ein klarer Erzeugungsüberschuss, Mangel besteht besonders im Südwesten. Doch auch über kürzere

Distanzen lässt sich Transportbedarf ablesen: Während im Raum Thüringen Überschuss herrscht, der durch die dort vorhandenen Grundlastkraftwerke mit bestimmt ist, ist in Bayern die Nachfrage größer. Die grundsätzliche Transportaufgabe ist an diesen Beispielen schon relativ gut erkennbar.

4.3.4 Fazit zur Marktmodellierung

Die Marktmodellierung ist das Bindeglied zwischen der Einschätzung der Zukunft in den Projektionen einerseits und der Netzplanung andererseits. Man könnte diesen Schritt auch als komplexe Ausdifferenzierung der Eingangswerte in Raum und Zeit bezeichnen, die zugleich die Wirkzusammenhänge des Energieversorgungssystems berücksichtigt. Hierbei geschieht

- ein Teil der Ausdifferenzierung als Datenaufbereitung im Vorfeld der Modellrechnungen,
- ein Teil wirkt durch Parametrisierung und Setzung von Annahmen und
- ein weiterer Teil ist schließlich das eigentliche Ergebnis des Modelllaufes, geschieht also endogen.

Im vorhergehenden Kapitel wurden kritische Punkte dieser Ausdifferenzierung, besonders die der Datenaufbereitung wie zum Beispiel Auswahl und Umgang mit Einspeiseprofilen der EE, benannt. Die wesentlichen kritischen Punkte finden sich auch in der Merklisse wieder und müssen in jedem Prozess, gleich wie er gestaltet ist, genau analysiert und intensiv diskutiert werden.

Weniger relevante Punkte, häufig aus dem Feld der Parametrisierungen und Setzungen, die im Zuge der Projektbearbeitung aber einer Festlegung bedürfen, wurden zur Herstellung von Transparenz benannt. Als Beispiel kann hier die durch das Modell vorzuhaltende installierte Erzeugungskapazität gelten.

Die Modellergebnisse selbst, also die Lastfälle für das Übertragungsnetz, sind aufgrund ihrer hohen Ausdifferenzierung und Datenfülle schwer zugänglich zu machen. Ein aggregierter Überblick wurde auf Basis der GIS-Darstellungen gegeben, um auch hier eine Plausibilisierung zu ermöglichen.

In der vollen Detailtiefe liegen diese Ergebnisse als Datenbankinhalt vor und sind Grundlage des nächsten Schrittes, der Netzausbauplanung.

5 Arbeitsbereich C: Netzausbauplanung

5.1 Grenzen der Betrachtung

Das hier dokumentierte Projekt *Methoden der Netzentwicklung* erhebt, wie bereits dargelegt, nicht den Anspruch, im Vergleich zum NEP einen besseren Netzausbauplan zu präsentieren, sondern die weiter entwickelte Methode. Hierfür gibt es unterschiedliche Gründe. Die wesentlichen lauten in Stichworten:

- Detailkenntnis der Netze
 - Tiefe Detailkenntnis der Netze bis in die 110-Kilovolt-Ebene und langjährige Betriebserfahrung des Übertragungsnetzes hat nur der ÜNB.
 - Eine Netzplanung ohne Beteiligung der ÜNB ist wegen der Systemverantwortung des ÜNB nicht sinnvoll.
- Technische und modelltechnische Grenzen
 - Dynamische Untersuchungen des Netzes wurden nicht durchgeführt.
 - Stresstests wurden nur für kritische Stunden durchgeführt.
 - Die Abbildung des Auslandes ist (netztechnisch) unvollständig und im Rahmen dieses Projektes nicht umfassend zu leisten.
- Legitimation
 - keine Legitimation durch BNetzA
 - keine öffentlichen Konsultationen der Szenarien
 - Für einen Netzentwicklungsplan müssen die zuständigen Behörden und die Öffentlichkeit beteiligt werden.

Auf welche Weise eine solche Öffentlichkeitsbeteiligung in einem komplexen Themengebiet umsetzbar wäre (zum Beispiel über Konsultationen, ein Expertengremium et cetera) ist ein Punkt für die → *Merklisse (Kapitel 6)*.

Der Anspruch des Projektes ist vielmehr, eine Verbesserung der Vorgehensweise und Methode vorzuschlagen und durch Durchführung der Methode deren Tauglichkeit zu zeigen.

5.2 Skizze der Vorgehensweise

Die Vorgehensweise der Netzausbauplanung lässt sich in einen technischen und einen methodischen Aspekt unterteilen.

5.2.1 Technische Vorgehensweise

Der technische Aspekt umfasst die konkrete planerische Aufgabe, das Netz für einen gegebenen Netznutzungsfall (NNF) hinreichend auszubauen und eine ausreichende Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Zudem sind angemessene, geeignete Betriebsmittel auszuwählen und einzusetzen. In diesem Aspekt unterscheidet sich die angewandte Vorgehensweise, soweit bekannt, nicht oder nicht wesentlich von der Vorgehensweise, die im Netzentwicklungsplan (NEP) eingesetzt wurde. Daher soll hier nur in aller Kürze auf wesentliche Eckpunkte eingegangen werden:

- o Basis der durch BET vorgenommenen Netzausbauplanung ist das im NEP beschriebene Startnetz, also das zum Zeitpunkt der Erstellung des NEP 2012 vorhandene Netz zuzüglich der im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) festgelegten und der in Umsetzung befindlichen Maßnahmen. Dieser Ausgangspunkt wurde aus dem vorliegenden Datensatz durch Entfernen der Ausbaumaßnahmen des Ergebnisnetzes des NEP gebildet.
- o Eine Lastflussberechnung zukünftiger Jahre basierend auf diesem Startnetz zeigt eine Vielzahl von Leitungsüberlastungen, besonders auf Nord-Süd-Verbindungen. Ein Hauptgrund dafür ist, dass zukünftig ein Großteil der Erzeugung durch den vermehrten Ausbau von On- und Offshore-Windkraft weit im Norden erfolgt, die Lastzentren jedoch weiterhin zum Großteil auch im Süden bleiben.
- o Zur Lösung dieser weiträumigen Transportaufgaben wurde bei Entfernungen über circa 400 Kilometer die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) beziehungsweise HVDC (engl. *High-voltage, direct current*) als geeignete technische Lösung eingesetzt. Mehrere Korridore in HVDC-Technik stellen zunächst diesen weiträumigen Transportbedarf sicher. In Abhängigkeit von der zu übertragenden Leistung setzen sich diese jeweils aus einer oder mehreren parallelen HVDC-Trassen zusammen, welche wiederum aus einem oder mehreren parallelen Übertragungssystemen bestehen können¹⁸.
- o Als Endpunkte solcher Transporttrassen bieten sich Netzknoten mit bereits vorhandener stark ausgebauter Netzinfrastruktur an. Dies können zum Beispiel heutige Kraftwerksstandorte, etwa die Standorte der bestehenden Kernkraftwerke, oder auch andere starke Netzknoten sein. Der durch den Ausstieg aus der Kernenergie verursachte Wegfall von Erzeugung kann so unter Zuhilfenahme von HVDC-Leitungen zeitweise am selben Ort wieder dem Netz zugeführt werden.
- o Die größten Einspeisepunkte wurden mit den größten Lastsenken über HVDC-Trassen verbunden. Die Einbindung der Trassen in das vorhandene 380-Kilovolt-System erfordert darüber hinaus an diversen Stellen Netzverstärkungen und Netzerweiterungen in dieser Spannungsebene. Erkennbar wird dies durch Lastflussberechnungen unter Berücksichtigung der neuen HVDC-Leitungen. Hierbei wurde teilweise, aber nicht zwingend, auf die von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) im NEP ergriffenen Maßnahmen zurückgegriffen, um die auftretenden Überlastungen zu beheben. Als Kriterium für den (n-1)-sicheren Zustand des Netzes wurde, wie im NEP, auf die maximal zulässige Strombelastbarkeit der Leitungen abgestellt. Diese darf nicht höher als 70 Prozent sein.

¹⁸ Zur Verdeutlichung:

- Ein Stromkreis oder System besteht aus drei Leiterseilen im Fall von Wechselstromtechnik (AC), aus zwei Seilen im Fall von Gleichstromtechnik (DC).
- Auf einem Standardmast können sechs Seile, also zwei AC-Systeme oder drei DC-Systeme geführt werden. Eine Reihe solcher Masten bildet eine Trasse.
- Trassen können zu Trassenkorridoren gebündelt werden, indem mehrere Mastreihen parallel geführt werden. Dies ist aber Gegenstand der Trassenplanung, nicht der hier durchgeführten Netzplanung.

- o Der Netzausbau erfolgt zunächst für einzelne, aus der Marktsimulation als kritisch identifizierte Stunden (zum Beispiel die Kombination windstark/lastschwach und umgekehrt). Mit dem für diese identifizierten Stunden ausgebauten und erprobten Netz werden dann für alle Stunden eines Jahres in allen Szenarien Lastflussberechnungen durchgeführt. Hierbei werden gegebenenfalls weitere, ebenfalls kritische Stunden identifiziert und zur Detailierung der Netzausbauplanung herangezogen. Zuletzt wird der Netzausbau für alle Lastfälle des betrachteten Jahres erprobt, also für hier 4 Szenarien x 8.760 h = 35.040 Lastfälle des Jahres. Treten hierbei Überlastungen auf, wird der Prozess iteriert.
- o Beim Ausbau werden zunächst die am häufigsten und höchsten ausgelasteten Leitungen betrachtet, die über dem Schwellwert von 70 Prozent liegen. Diese hoch ausgelasteten Leitungen werden durch sukzessives Anwenden des NOVA-Prinzips¹⁹ entlastet. Das heißt, es werden, soweit möglich, erst Optimierungs- und anschließend Verstärkungsmaßnahmen durchgeführt²⁰. Falls diese nicht ausreichen, wird als letzter Schritt der (Neu-)Ausbau angewandt.
- o Zur Verifizierung der (n-1)-Sicherheit des erstellten Ergebnisnetzes wurden anschließend für die kritischen NNF durch manuelle Eingriffe in die Netzberechnungssoftware Netzausfälle simuliert. Hierfür wurden im Vorfeld kritische Leitungen identifiziert und einzeln freigeschaltet. Danach erfolgte eine Analyse auf Leitungsüberlastungen (>100 Prozent) für das mit dem Ausfall behaftete Netz. Hierbei handelt es sich nicht um eine Auswertung dynamischer, transientscher Reaktionen auf den Fehler, der zum Ausfall einer Leitung geführt hat, sondern um eine Bewertung des eingeschwungenen, also dauerhaften, stationären Zustandes des Netzes. Kam es bei der vorgenommenen Analyse zu keinen Überlastungen im Netz, so ist das Netz im (n-1)-Fehler sicher beherrschbar.
- o Ebenfalls zur Überprüfung der Robustheit des Netzes wurden die Ausfälle einzelner Erzeugungsanlagen simuliert.

Auch in diesem Punkt zeigt sich Weiterentwicklungsbedarf:

Zum einen sind die Auslegungskriterien für die Netzplanung laufend daraufhin zu überprüfen, ob sie den sich wandelnden Anforderungen noch gerecht werden. Die Planung eines HVDC-Overlay-Netzes beispielsweise, gerade wenn man von stark gebündelten Trassen ausgeht, kann andere Anforderungen an Ausfallrechnungen stellen als ein vermaschtes AC-Netz. Dementsprechend stellt der Verbund eines Übertragungsnetzes mit HVDC- und AC-Komponenten hinsichtlich seiner Systemsicherheit und -stabilität neue An- und Herausforderungen an die bisherige Netzplanung.

¹⁹ NOVA-Prinzip: Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau

²⁰ Optimierungsmaßnahmen, wie zum Beispiel Neubeseilung bestehender Freileitungstrassen, konnten im Rahmen dieses Gutachtens nicht auf die technische Machbarkeit (zum Beispiel ausreichende Statik der Masten, Seildurchhänge et cetera) und auf ihre Genehmigungsfähigkeit (Bestandsschutz oder Neugenehmigung erforderlich) geprüft werden.

Des Weiteren ist zu diskutieren, ob und in welchem Umfang Mehrfachausfälle (*Common-mode-* oder *Common-cause-*Fehler zum Beispiel durch Mastbeschädigung mit mehreren Stromkreisen) sowie die Kombination kritischer Leitungsausfälle zusammen mit kritischen Kraftwerksausfällen systematisch zu analysieren sind.

Zum anderen wird deutlich, dass für die Planung des Netzes keine bis ins Letzte eindeutigen objektiven Planungskriterien bestehen. Würde man dieselbe (nicht triviale) Planungsaufgabe zwei unterschiedlichen Bearbeitern anvertrauen, könnten unterschiedliche Ergebnisse resultieren, da Intuition und Erfahrung des Planers mit einfließen (wie eingangs bereits beschrieben). Die Entwicklung konsistenter, objektivierbarer Planungskriterien wäre auch sinnvoll und notwendig, um die Problemstellung einer computergestützten Optimierung zugänglich zu machen. Der Aspekt wird daher auf der → *Merkliste (Kapitel 6)* vermerkt.

Die Netzausbauplanung wurde mit dem Berechnungsprogramm INTEGRAL durchgeführt. Die folgende Abbildung zeigt exemplarisch die Sicht des Netzplaners:

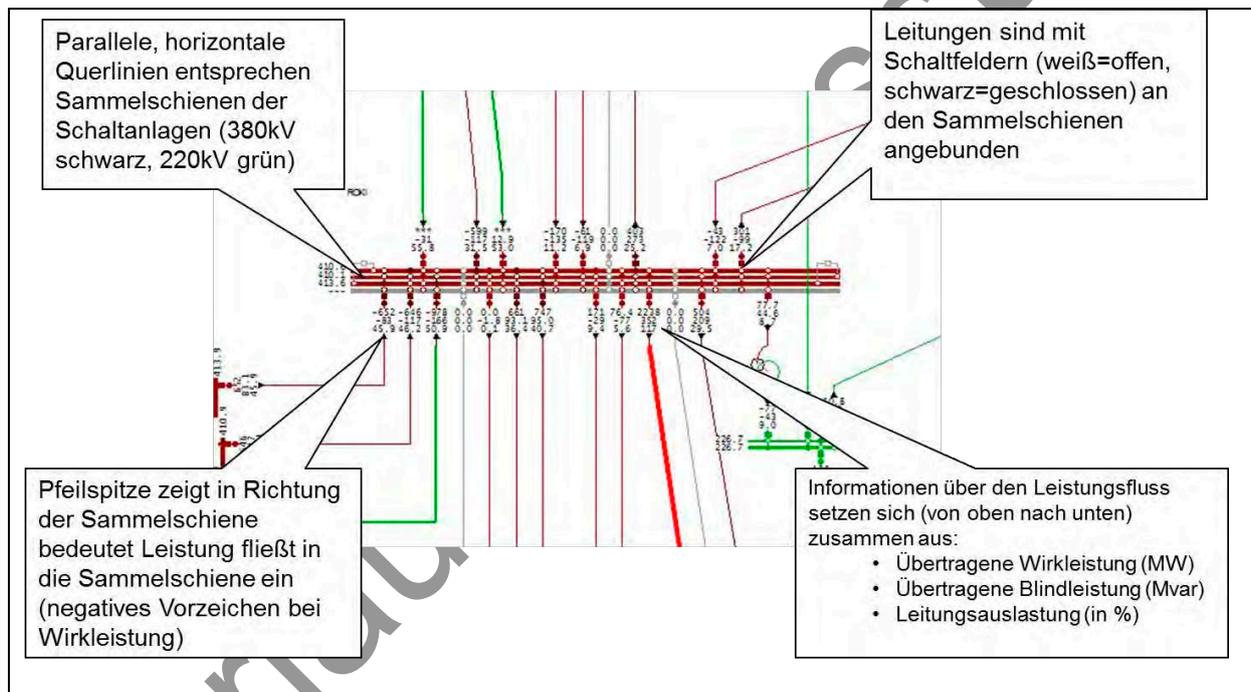


Abbildung 18: Netzausbauplanung, Sicht des Netzplaners

5.2.2 Methodische Vorgehensweise

5.2.2.1 Ein robustes Netz für alle Szenarien

Eine wesentliche methodische Abweichung gegenüber der Vorgehensweise im NEP besteht darin, dass vorliegend nicht ein Netz pro Szenario geplant wurde, sondern ein Netz für die Gesamtheit der Szenarien.

Anknüpfend an die Beschreibungen zur Szenariobildung gilt folgende Feststellung: Szenariobildung bedeutet im vorliegenden Anwendungsfall, sich zu fragen, für welchen Teil der Un-

sicherheiten der Zukunft das Netz ausgelegt sein soll. Das Netz soll also so ausgebaut werden, dass es nicht nur einem Szenario genügt, sondern allen als möglich und wahrscheinlich identifizierten Szenarien.

Die Sorge oder Kritik, das hierbei resultierende Netz sei systematisch überdimensioniert, ist unbegründet. Es stimmt zwar, dass für jeden einzelnen eintretenden Lastfall das Netz möglicherweise überdimensioniert ist, doch muss außerdem berücksichtigt werden, dass im Vorhinein eben unbekannt ist, welcher der Netznutzungsfälle eintreten wird.

Das Netz ist also nicht überdimensioniert, sondern exakt passend für das Maß an Unsicherheit, das ihm durch die Szenariobildung zugebracht wurde. Ein solches Netz nennen wir ein robustes Netz. Es ist robust gegenüber dem ihm zugebrachten Maß an Unsicherheit.

Dieser Gedankengang kann durch die Betrachtung der Alternative verdeutlicht werden: Im NEP wurden drei Szenarien gebildet. Für jedes Szenario wurde ein eigener Netzausbau geplant. Im weiteren Verlauf wurde dann nur eines der Szenarien als das wahrscheinlichste weiter verfolgt und der zugehörige Netzausbau als Grundlage für den Bundesbedarfsplan verwendet. Dieser Netzausbau würde folglich passend sein, wenn genau dieses Szenario einträte. Der Grund für die Bildung dreier Szenarien bestand aber gerade in der Unsicherheit der Zukunft: Niemand kann mit Sicherheit sagen, welches Szenario eintreten wird. Es kann aber als sicher gelten, dass keines der definierten Szenarien genau eintreten wird. Eine Abdeckung dieser Unsicherheit der Zukunft ist damit systematisch nicht angelegt.

5.2.2.2 Beurteilung der Wichtigkeit und Dringlichkeit

Eine Netzausbauplanung für ein Betrachtungsjahr, das 10 beziehungsweise 20 Jahre in der Zukunft liegt, ergibt vor dem Hintergrund eines Systemumbaus natürlich eine Vielzahl von notwendigen Maßnahmen. Nicht alle diese Maßnahmen müssen umgehend begonnen werden: Das Zielnetz 2033 benötigen wir im Jahre 2015 noch nicht. Auch werden wir das heute ermittelte Netz des Jahres 2033 mit großer Wahrscheinlichkeit dann nicht benötigen, denn im Zeitverlauf bis 2033 werden sich neue Erkenntnisse und Randbedingungen ergeben, die eine geänderte weitere Planung nach sich ziehen werden. Es gilt also, aus den identifizierten Maßnahmen auszuwählen und die richtigen so bald wie möglich umzusetzen.

Welche Maßnahmen diese richtigen sind, ist nach Überzeugung der Autoren aber keine Frage der Wichtigkeit: Zur Diskussion steht hier ein Netz, das aus einzelnen Betriebsmitteln besteht. Jedes dieser Betriebsmittel muss notwendig sein, andernfalls wäre es zu Unrecht Teil der effizienten Ausbauplanung. Eine zeitlich geringe Auslastung zum Beispiel kann mit einer besonderen Bedeutung in anderen Stunden einhergehen. Die Arbeitshypothese lautet daher: Jedes Betriebsmittel und jede Ausbaumaßnahme, die als notwendig erachtet wurde, ist gleichermaßen wichtig, da sie Bestandteil des Gesamtsystems ist. Eine Abwägung nach Wichtigkeit ist in diesem Sinne nicht sachgerecht.

Als Alternative wird die Priorisierung nach Dringlichkeit vorgeschlagen. Die folgende Abbildung 19 zeigt den Ansatz bildlich:

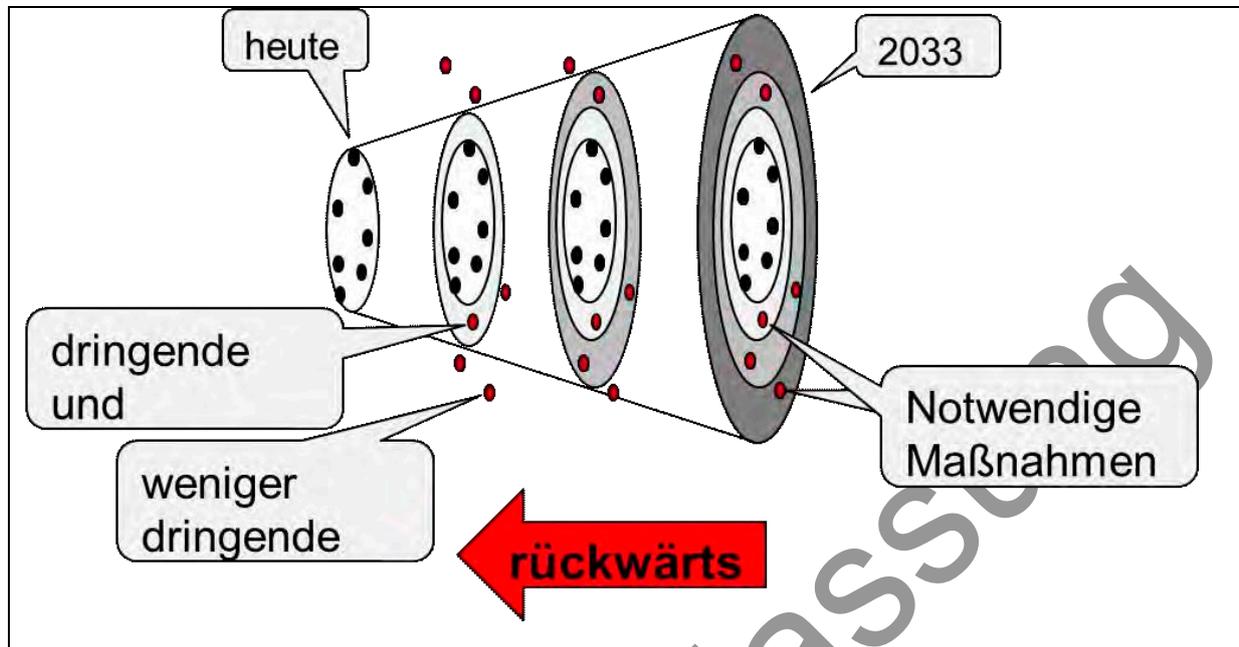


Abbildung 19: Prinzip der Analyse nach Dringlichkeit

Der dargestellte Kegelstumpf symbolisiert wieder die Unsicherheit der Zukunft. Für ein relativ fernes Stützjahr, hier 2033, werden notwendige Netzausbaumaßnahmen identifiziert, hier als rote Punkte dargestellt. Von diesem Ausgangspunkt schreitet man auf dem Zeitstrahl rückwärts, hier um fünf Jahre nach 2028. Zur Erfüllung der Transportaufgabe im Jahr 2028 werden nicht alle der in 2033 notwendigen Maßnahmen benötigt. Einige können entfallen. Im nächsten Schritt (2023) entfallen wiederum einzelne Maßnahmen. Dieses Prozedere wurde im vorliegenden Projekt bis zum Stützjahr 2018 durchgeführt und ähnelt der Vorgehensweise einer stochastischen Optimierung in größeren Zeitschritten.

Ergebnis ist eine Differenzierung der einzelnen Maßnahmen nach **Dringlichkeit**. Es ist angeraten, diejenigen Maßnahmen, die schon in der nächstliegenden, betrachteten Zeitscheibe notwendig sind, umgehend zu beginnen. Sie bilden die dringendste (nicht wichtigste) Teilmenge des robusten Zielnetzes 2033. Die Methode unterstützt also nicht nur den langfristigen Blick in die wahrscheinliche Zukunft, sondern auch die **richtige Erstentscheidung** durch eine fundierte Auswahl aus den aus heutiger Sicht notwendigen Maßnahmen. Diese dringendsten Maßnahmen könnten dann Eingang in einen Bundesbedarfsplan finden.

Auch in diesem Ansatz ist ein rollierendes Verfahren anzuwenden, denn die einmal angenommenen Rahmenbedingungen und Erkenntnisse ändern sich und entwickeln sich weiter. Dies stellt Abbildung 20 dar:

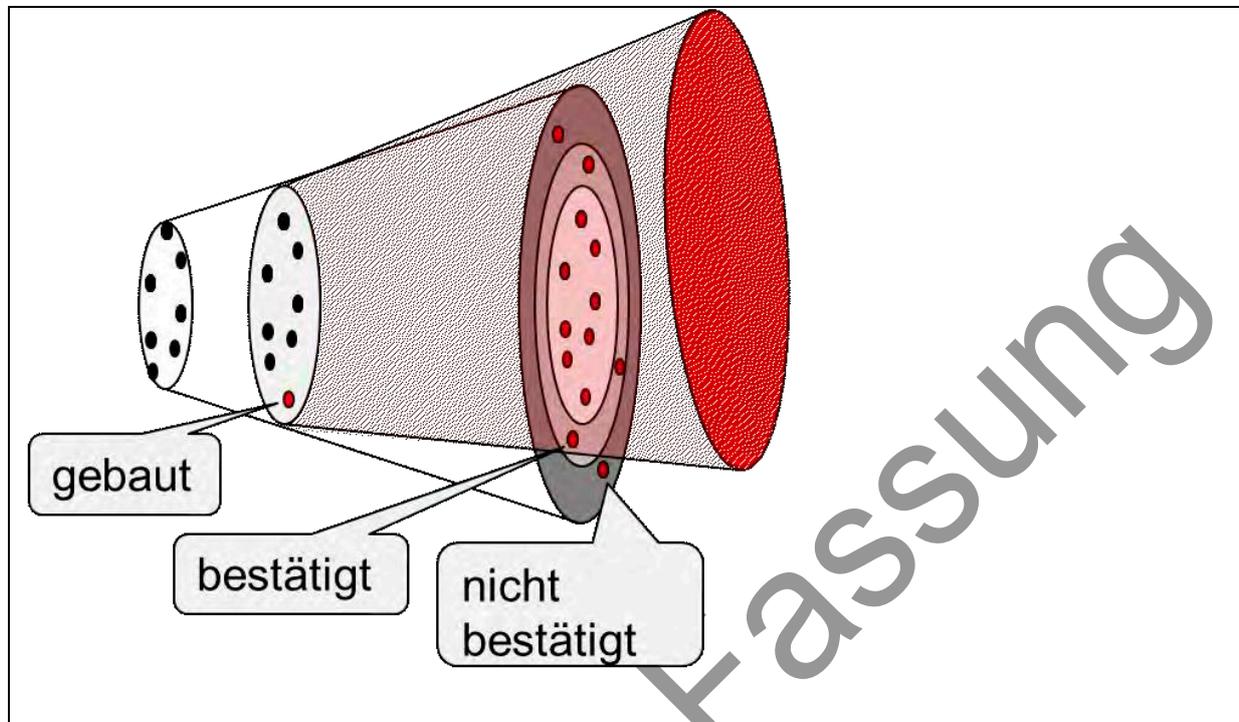


Abbildung 20: Prinzip des rollierenden Vorgehens

Führt man in einigen Jahren²¹ dasselbe Verfahren erneut durch, werden sich die Einschätzung der Zukunft und die zugehörigen Projektionen und Szenarien verschoben haben. Hierbei liegen Maßnahmen außerhalb des neuen Zukunftsskegels und sind damit nach aktueller Einschätzung nicht mehr notwendig, andere hingegen werden weiterhin benötigt und damit bestätigt. Es ist wahrscheinlich, dass diese Änderungen (Nicht-Bestätigungen) sich eher in der ferneren Zukunft abspielen. Nur im Einzelfall werden Maßnahmen, die am schmalen Ende des Kegels, also in naher Zukunft, als notwendig angesehen wurden, ihren Status ändern, da der Kegel eher seine Basis (also die Einschätzung der ferneren Zukunft) bewegen wird als seine Spitze. Diese Einzelfälle sind der – auch kurzfristig vorhandenen – Unkenntnis der Zukunft geschuldet und insofern nicht als Fehlentscheidungen anzusehen. Sie waren notwendig und richtig, um gerade diese Unsicherheit abzufangen, das heißt, um auch für zwar nicht eingetretene, aber eben doch im Rahmen der Unsicherheit mögliche Entwicklungen gewappnet gewesen zu sein.

Doch auch im realen Fall wird für das Jahr 2033 nicht das gesamte heute berechnete Netz gebaut sein, sondern nur ein Teil davon, gegebenenfalls ergänzt um heute noch nicht ge-

²¹ Der heutige Turnus der jährlichen Planung erscheint zu kurz, denn die einzelnen Verfahren dauern länger als ein Jahr und überlappen sich daher gegenseitig. Dies fordert Bürger und Behörden unnötig stark. Ein Turnus von zwei bis drei Jahren scheint ausreichend und sachgerecht, solange sich keine starken Brüche in den Rahmenbedingungen ergeben. In diesem Turnus wäre auch der Szenariorahmen zu aktualisieren.

plante Maßnahmen. Andere Maßnahmen werden durch Erkenntnisgewinn oder Änderung der Randbedingungen ihren Status der Notwendigkeit verlieren. Denn das Maß an Unsicherheit sinkt, je näher wir dem Jahr 2033 kommen. Folglich wird auch die Unsicherheit, die das Netz zu tragen hat, geringer. Dennoch ist es von großer Bedeutung, schon heute einen weiten Blick in die Zukunft zu werfen und nicht nur auf die nächsten fünf Jahre, denn nur so können auch langfristige und große technische Erfordernisse erkannt und rechtzeitig angegangen werden.

Auch starke Bewegungen der Kegelspitze können auftreten; sie sind im Fall von Trendbrüchen gegeben. Ein Beispiel hierfür ist der Ausstieg aus der Kernenergienutzung nach dem Reaktorunglück von Fukushima. Zu den großen Risiken der langfristigen Planung zählen, wie das Beispiel verdeutlicht, besonders die politischen Risiken.

5.2.2.3 Zusammenfassung zur Methode der Netzplanung

Der vorgestellte Ansatz hat Gemeinsamkeiten mit dem bisher verfolgten Vorgehen, besonders was die technische Netzplanung (hier weicht er kaum ab) und das rollierende Vorgehen angeht. Differenzen bestehen insbesondere in

- der Betrachtung aller Lastfälle der Szenarien zugleich, um ein **robustes Netz** zu erhalten;
- der Nutzung der **Dringlichkeit** als Kriterium und der Ablehnung der Wichtigkeit/Relevanz als ebensolches;
- der zeitlich rückwärts ablaufenden Vorgehensweise, ähnlich einer stochastischen Optimierung;
- der Akzeptanz des Umstandes, dass die **Zukunft unsicher** ist und jedweder Netzausbau einen definierten Teil dieser Unsicherheit auffangen soll.

Diese Unterschiede führen letztlich zur Planung eines robusten Übertragungsnetzes.

5.3 Ergebnisse der Netzausbauplanung

Vorbemerkung: Das Ergebnis der Netzausbauplanung stellt aus genannten Gründen keine Überprüfung und keine Alternative zum Netzentwicklungsplan oder Bundesbedarfsplan dar. Es wurden unter abweichenden Prämissen andere Szenarien mit einem anderen Marktmodell berechnet und im Rahmen der Netzplanung umgesetzt. Die Durchführung der Berechnung dient dem Nachweis der Praxistauglichkeit, die Ergebnisse sind daher als **exemplarische Projektergebnisse** zu verstehen. Die wesentlichen Aspekte, in denen die durchgeführte Netzplanung nicht dem Anspruch an eine reale Planung genügt, wurden unter 5.1 erläutert.

Aufgrund dieser Sachverhalte und Vereinfachungen ist die vorgelegte, exemplarische Netzplanung nicht geeignet, die konkreten Maßnahmen des NEP oder des Bundesbedarfsplanes infrage zu stellen.

Diese Punkte sind bezüglich der Ergebnisinterpretation wichtig, stellen jedoch den **Nachweis der Methodentauglichkeit**, der hier geführt wurde, in keiner Weise infrage.

5.3.1 Startnetz

Wie der Netzentwicklungsplan, so setzt auch die hier durchgeführte Netzausbauplanung bestimmte Netzelemente als vorhanden voraus. Dieser Grundstock wird als Startnetz bezeichnet. Zum Startnetz gehören neben dem heutigen Bestand vor allem die Maßnahmen, die in Bau sind oder die bereits durch das EnLAG benannt wurden und deren energiewirtschaftliche Notwendigkeit im Zuge desselben bereits festgestellt wurde. Diese Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen werden als vorhanden angesehen.

Operativ wurde das Startnetz gebildet, indem aus dem Ergebnisnetz, welches die BNetzA für dieses Projekt aufgrund von § 12 f (2) EnWG zur Verfügung gestellt hat, die Ergebnismaßnahmen eliminiert wurden.

Die folgende Abbildung zeigt die EnLAG-Maßnahmen und damit den maßgeblichen Teil der heute noch nicht vorhandenen, aber im Projekt vorausgesetzten Netzelemente:

Vorläufige Fassung

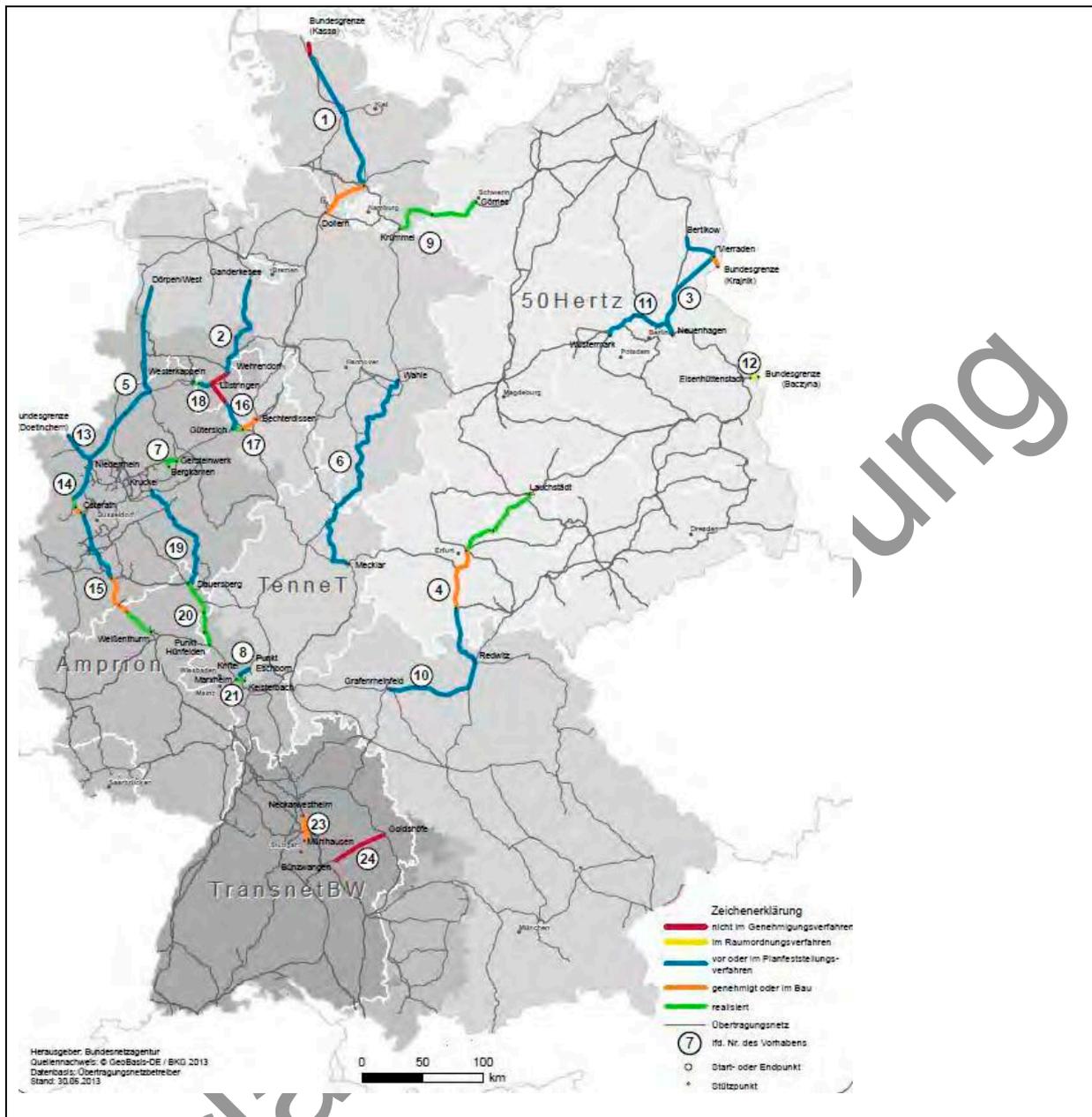


Abbildung 21: EnLAG Leitungen (Quelle: BNetzA)

5.3.2 Trassenbündelung

Die Frage der Trassenbündelung hat einen rechnerischen Aspekt, der die Darstellung der Ergebnisse einer Netzplanung, besonders die resultierenden Längenangaben (Kilometer Neubaukorridore) betrifft, sowie einen technischen und gesellschaftlichen Aspekt, der von größerer Bedeutung ist. Hierzu im Einzelnen:

Rechnerischer Aspekt

Im NEP wurden die Längen parallel geführter HGÜ-Trassen nicht mehrfach gezählt, sondern nur einfach. Dies lässt sich an der folgenden Grafik veranschaulichen:

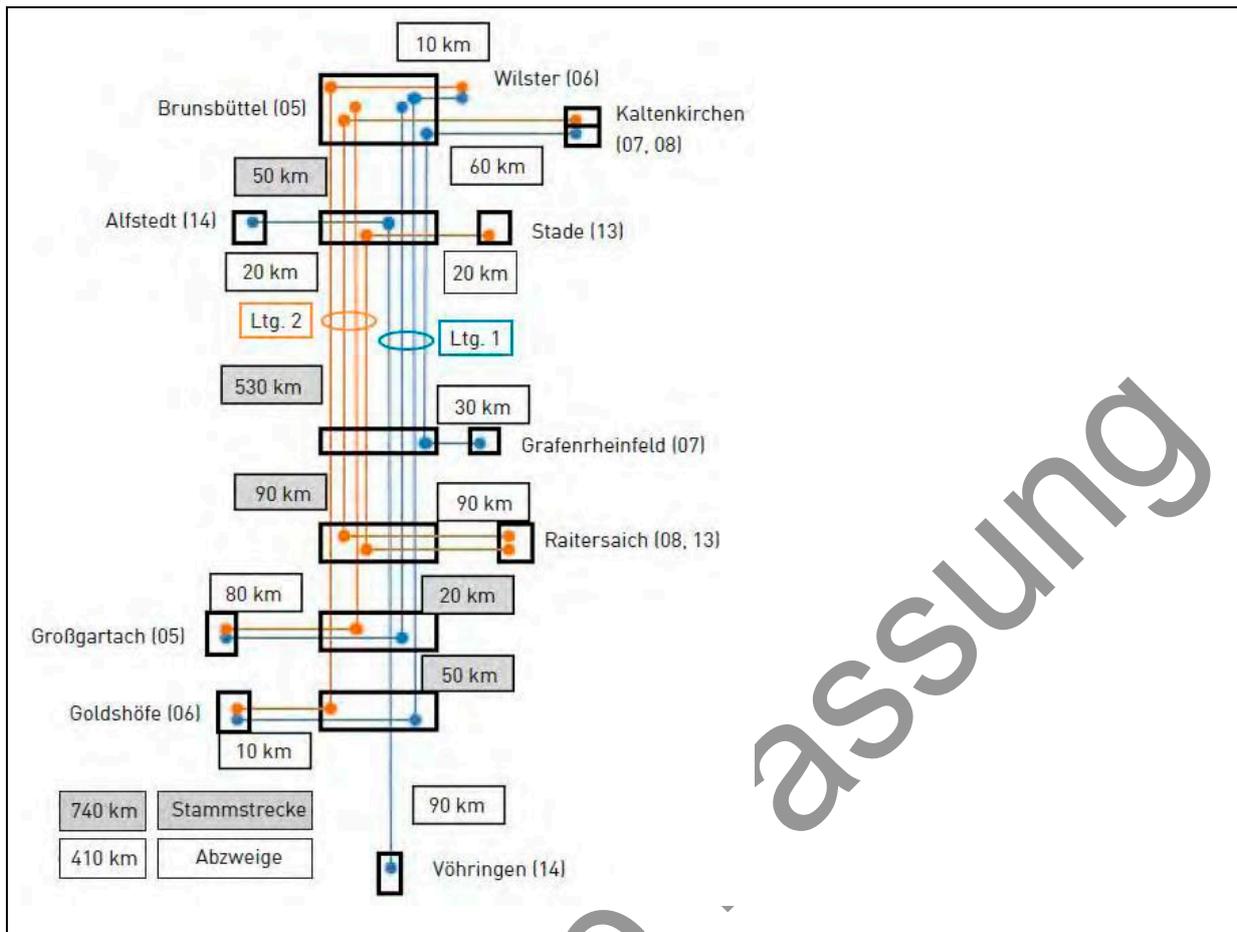


Abbildung 22: Trassenbündelung (Quelle: NEP 2012)

Die senkrechten Linien stellen die sogenannte Stammstrecke dar. Die waagerechten Linien die Abzweige. Möchte man die Gesamtlänge der Maßnahme ermitteln, so muss man – der im NEP angewendeten Methodik folgend – die Längen der Abzweige addieren (zum Beispiel 10 Kilometer von Wilster zur Stammstrecke nach Brunsbüttel). Die Länge der Stammstrecke (zum Beispiel die folgenden 50 Kilometer von Brunsbüttel nach Süden) wird nur einmal gezählt, unabhängig davon, wie viele Systeme hier parallel geführt werden.

Es muss jedoch bedacht werden, dass eine Trassenplanung im Rahmen des NEP nicht durchgeführt wird, es ist mithin unklar, ob die Leitungen tatsächlich gebündelt in genau einer Trasse oder in einigem Abstand (zwei Trassen) voneinander ausgeführt werden sollen.

Bedeutsam wird diese Rechenmethodik, wenn man Ergebnisse unterschiedlicher Netzplanungen miteinander vergleicht: Wenn hier Korridorlängen verglichen werden, spielt die Frage eine Rolle, wie stark Trassen zu Korridoren gebündelt werden, denn die Bündelung senkt die resultierenden Längenangaben nicht unerheblich.

Soweit Vergleiche der Ausbaulängen im Rahmen dieses Gutachtens angestellt werden, wird die beschriebene Rechenmethodik NICHT angewendet, sondern Trassenkilometer einzeln ausgewiesen. Bezüglich des Vergleichswertes aus dem NEP bedeutet dies, dass die Trassenkilometer aus den Kostenangaben zurückgerechnet werden mussten und daher eine gewisse Ungenauigkeit beinhalten.

Technischer Aspekt

Aus netzplanerischer Sicht hat die Frage der Trassenbündelung zu Korridoren eine erhebliche Bedeutung: Bereits eine einzelne Trasse, die auf einem Standardmast (sechs Seile) entweder zwei Systeme AC oder drei Systeme DC tragen kann, hat eine rechnerische Transportleistung von bis zu sechs Gigawatt (drei Systeme DC zu je zwei Gigawatt). Ein Schaden an einer solchen Trasse, zum Beispiel das Umknicken eines Mastes, würde also den Ausfall von sechs Gigawatt auf einen Schlag bedeuten. Zwar ist das parallele Netz gemeinsam mit dem unterlagerten AC-Netz in der Lage, einen Teil dieser Transportaufgabe zu übernehmen, dennoch wäre dieses Ereignis wohl als kritisch zu bezeichnen, denn es übertrifft den sogenannten (n-1)-Fall²². In diesem Zusammenhang tritt die Frage auf, inwieweit die heutigen Planungskriterien und Auslegungsansätze – (n-1)-Sicherheit et cetera – geeignet und ausreichend sind, um auch ein leistungsstarkes Overlay-Netz zu planen und zu betreiben. Diese konnte im Rahmen des Projektes aber nicht vertiefend bearbeitet werden.

Der NEP 2012 sieht in seiner Ausbauplanung für das Jahr 2032 im Korridor C eine Transportleistung von zwölf Gigawatt vor. Das ist gleichbedeutend mit zwei parallel geführten, vollbeseilten Standardmasten wie oben beschrieben. Diese Konstellation ist anfälliger gegen sogenannte *Common-cause-Fehler* (also Fehler, die dieselbe Ursache haben) als getrennt geführte Trassen. Als Beispiel kann ein Waldbrand oder ein Schneesturm, natürlich theoretisch auch ein Anschlag herangezogen werden. Das Problem verschärft sich, je stärker die Bündelung von Trassen zu Korridoren vorgenommen wird.

Aus technischer Sicht ist es daher erstrebenswert, die ohnehin schon hoch belasteten und wichtigen Trassen nicht zusätzlich zu Korridoren zu bündeln, sondern aus Gründen der Versorgungssicherheit in einigem räumlichen Abstand voneinander oder gänzlich getrennt zu führen. Dies bedeutet aber andererseits, dass der Landschaftsverbrauch wächst, auch die Anzahl der direkt betroffenen Menschen, Tiere und Naturräume wird zunehmen. Die offensichtliche Abwägungsfrage zwischen Versorgungssicherheit (Dezentralisierung der Trassen), Systemverträglichkeit und Landschaftsverbrauch muss als grundsätzliche Planungsprämisse klar geregelt werden. Es erscheint eine grundsätzliche und gründliche Diskussion notwendig, die im Rahmen dieses Gutachtens nicht geleistet werden kann.

Die Netzplanung wird im Folgenden auf zwei Weisen dargestellt: Eine mit hoher Trassenbündelung (maximale Leistung eines Korridors liegt bei 16 Gigawatt) und eine mit verringerter Bündelung (maximal 10 Gigawatt). Ohne der benannten Diskussion und einer Trassenplanung vorgreifen zu wollen, erscheint es den Gutachtern derzeit dringend empfehlenswert, die Trassen nicht zu stark zu bündeln, sondern mit der schwach gebündelten Variante zu arbeiten.

²² Zur Veranschaulichung der Größenordnung soll ein Vergleich mit der Erzeugungsseite dienen: Der Auslegungsfall für die Leistungs-Frequenzregelung (Regelenergie) im europäischen Verbund ist der Ausfall eines Kraftwerks-Doppelblocks und wird mit 3.000 Megawatt, also 3 Gigawatt wegfallender Erzeugungsleistung angenommen. Dies verdeutlicht, dass der Wegfall von 6 Gigawatt Transportleistung – auch wenn diese teilweise kompensiert werden kann – als kritisches Ereignis anzusehen ist.

5.3.3 Ergebnisse der Netzplanung für 2033

Die Durchführung der Netzausbauplanung hat ein funktionierendes, und im Rahmen der genannten Einschränkungen überprüftes, außerdem im Sinne unserer Methode ein robustes Netz ergeben. Auch wenn sich in einem anderen Szenarienumfeld, aufgrund weiterer Stress-tests oder zusätzlicher Belastungen durch das Ausland oder aber durch Detailkenntnis der Netzbetreiber zeigen würde, dass ein modifizierter Zubau notwendig wäre, ist damit die Praxisnähe und Durchführbarkeit der vorgestellten Methode erwiesen.

Schwach gebündelt

Die folgende Kartendarstellung zeigt die als notwendig erkannten Maßnahmen des Netzausbaus, um allen Belastungsfällen der vier Szenarien für das Jahr 2032 gerecht zu werden.

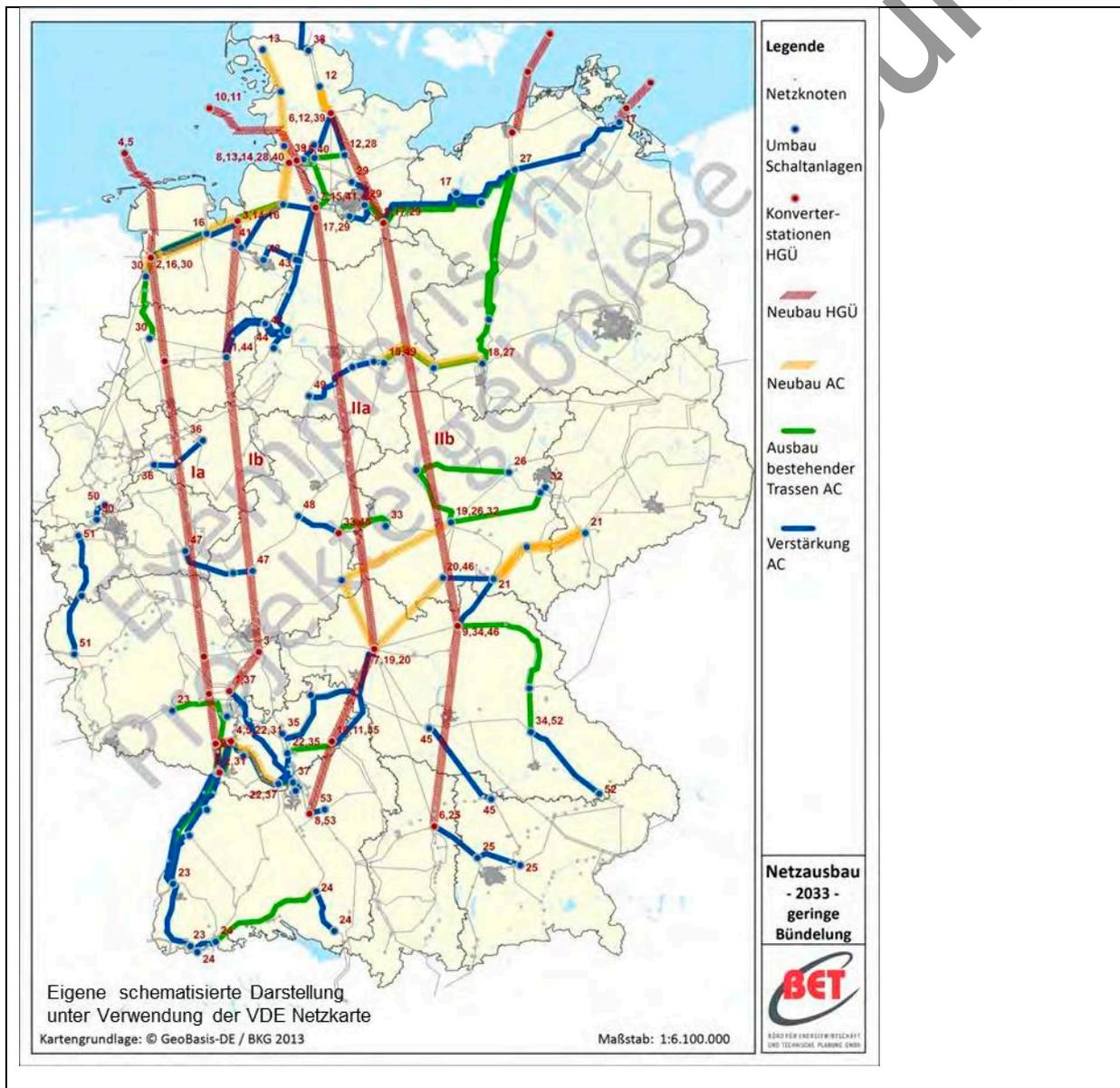


Abbildung 23: Übersicht Netzausbau 2033 (schwache Bündelung)

Deutlich erkennbar sind die Nord-Süd-Kanäle, die aufgrund ihrer Länge in DC-Technik ausgeführt wurden. Die Maßnahmen des Startnetzes (also auch die EnLAG-Maßnahmen) sind nicht dargestellt, aber vorausgesetzt. Neben dem Nord-Süd-Transport wird die Notwendigkeit einer im Norden verlaufenden, quer liegenden Sammelschiene erkennbar, die auch die Aufgabe übernimmt, den Onshore-Windstrom den DC-Kanälen zuzuführen. Diese Sammelschiene ist in konventioneller AC-Technik ausgeführt. Weiterhin ist zu sehen, dass der Raum Sachsen-Thüringen verstärkt an den Süden und Südwesten Deutschlands angebunden wurde und zwar über das im EnLAG beschriebene Maß hinaus. Verstärkungen waren außerdem im Südwesten nötig sowie an mehreren Stellen, die nicht im Zusammenhang mit den sehr großräumigen Transporten stehen.

Stark gebündelt

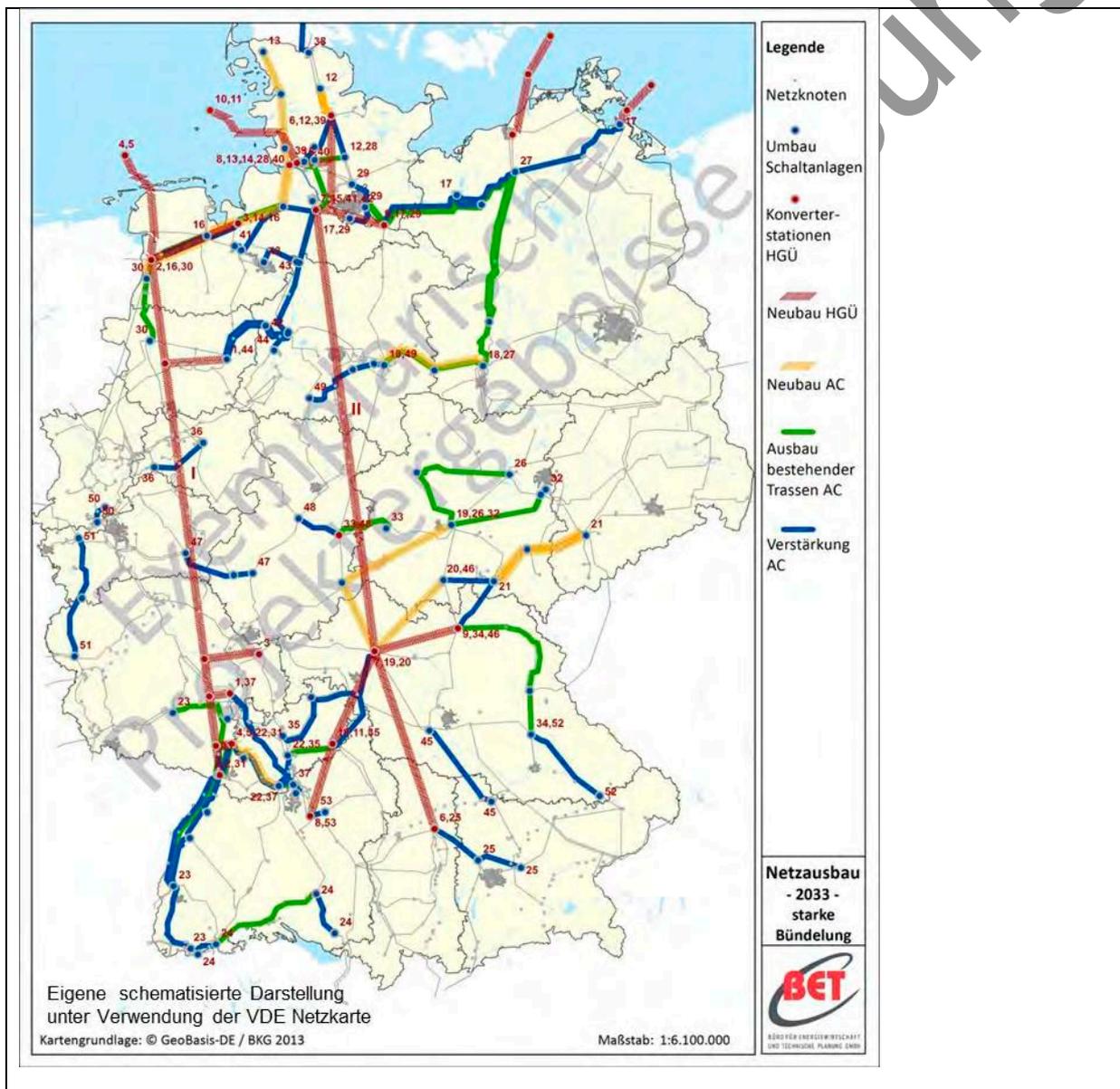


Abbildung 24: Übersicht Netzausbau 2033 (starke Bündelung)

Die Variante mit starker Bündelung zeigt einen identischen Netzausbau – der Unterschied liegt einzig und allein in der Bündelung von Trassen zu Kanälen, die hier stärker als zuvor vorgenommen wurde. Der optische Eindruck ist dennoch ein anderer: Statt der vier Kanäle, die Deutschland durchziehen, sind nun nur noch zwei Kanäle zu erkennen, die geringere Betroffenheit der Bevölkerung ist offensichtlich. Diese Abwägungsfrage wurde bereits erläutert.

5.3.4 Ergebnisse der Netzplanung 2023

Für das Jahr 2023 zeigt die schwach gebündelte Variante bereits drei Transportkanäle in Nord-Süd-Richtung, wie nachstehende Grafik zeigt:

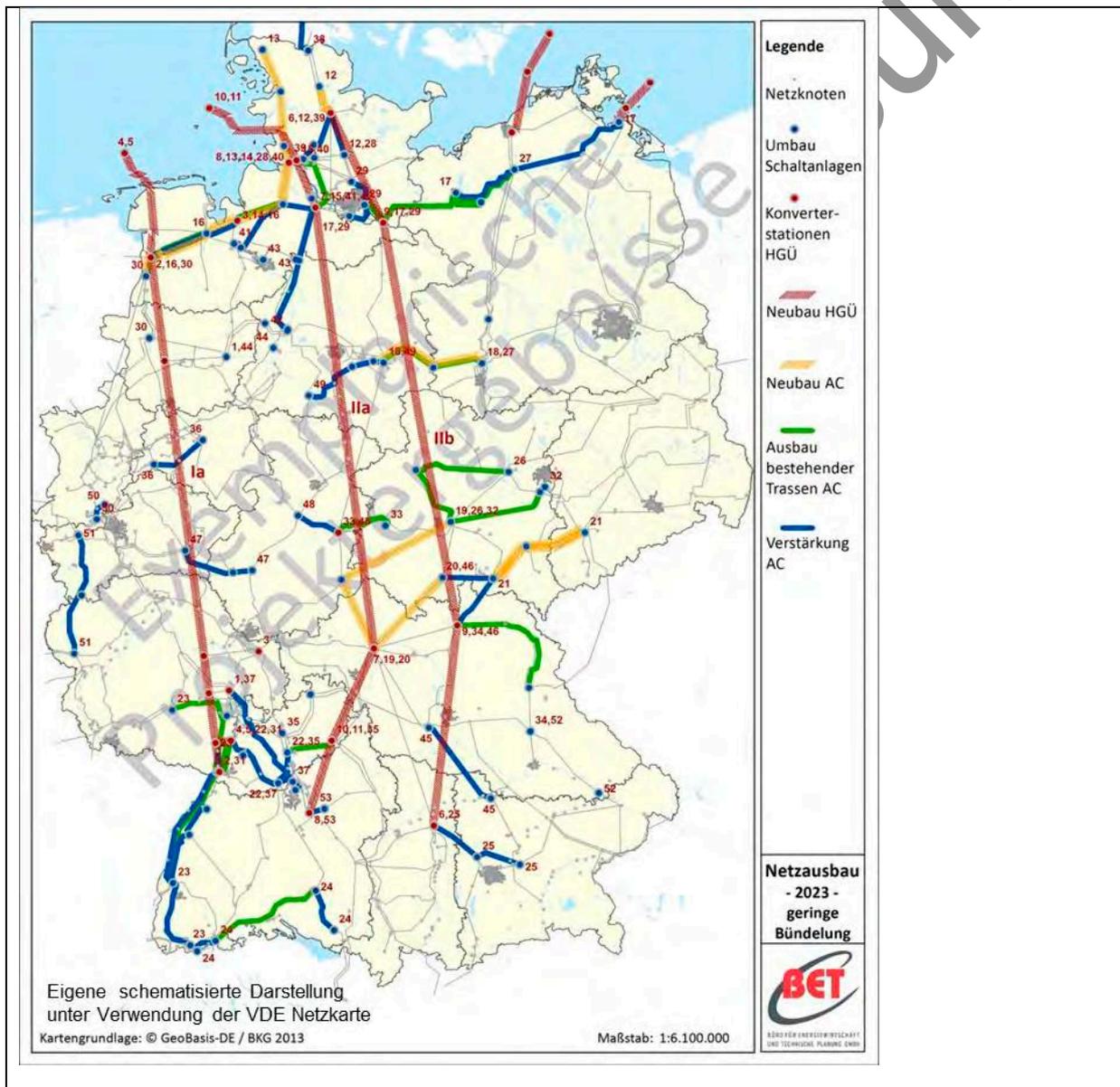


Abbildung 25: Übersicht Netzausbau 2023 (schwache Bündelung)

Ein Grund für die frühe Notwendigkeit der Korridore, besonders des westlichen Korridors, ist der planerische Ansatz, die Offshore-Anbindungen als Gleichspannung bis zu den Lastschwerpunkten zu führen. Hierzu mehr unter dem Punkt *Dringlichkeit*, Kap. 5.3.6.

5.3.5 Parallelen und Unterschiede zum NEP 2012

Zwar ist das in diesem Projekt erarbeitete Netz keine Alternative zum NEP, doch sollte aus Gründen der Sorgfalt eine vorliegende Netzplanung, auch wenn sie unter anderen Prämissen entstanden ist, zur Plausibilisierung betrachtet werden. Aus diesem Grund zeigt die nachstehende Abbildung den optischen Vergleich zwischen der schwach gebündelten Variante für 2033 und dem NEP-Ausbau für 2032:

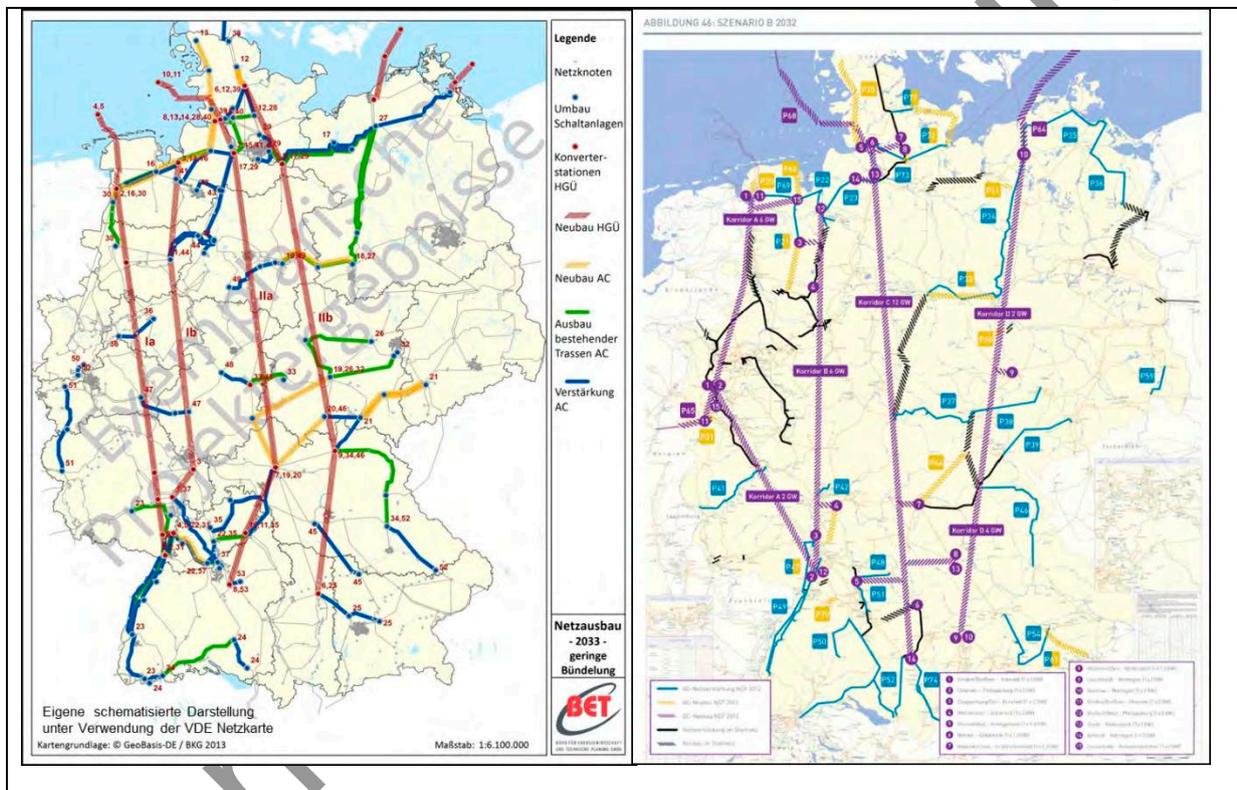


Abbildung 26: Optischer Vergleich zum NEP 2012 Szenario B 2032

Die Planungen zeigen denn auch einige Gemeinsamkeiten. Beide beinhalten vier weiträumige Korridore, die in der Nähe zukünftiger oder bestehender Windschwerpunkte beginnen und an starken Netzknoten im Süden und Südwesten enden. Auch das Ausfransen der Kanäle, also letztlich die Bündelung – erst zu Trassen, dann zu Kanälen – kann als typisch erkannt werden. Ebenso finden sich bei der unterlagerten Ausbauplanung im optischen Vergleich mehr Gemeinsamkeiten als Differenzen.

Eine zweite Möglichkeit zur Plausibilisierung besteht im Vergleich der Ausbaulängen, wie Abbildung 27 ihn zeigt.

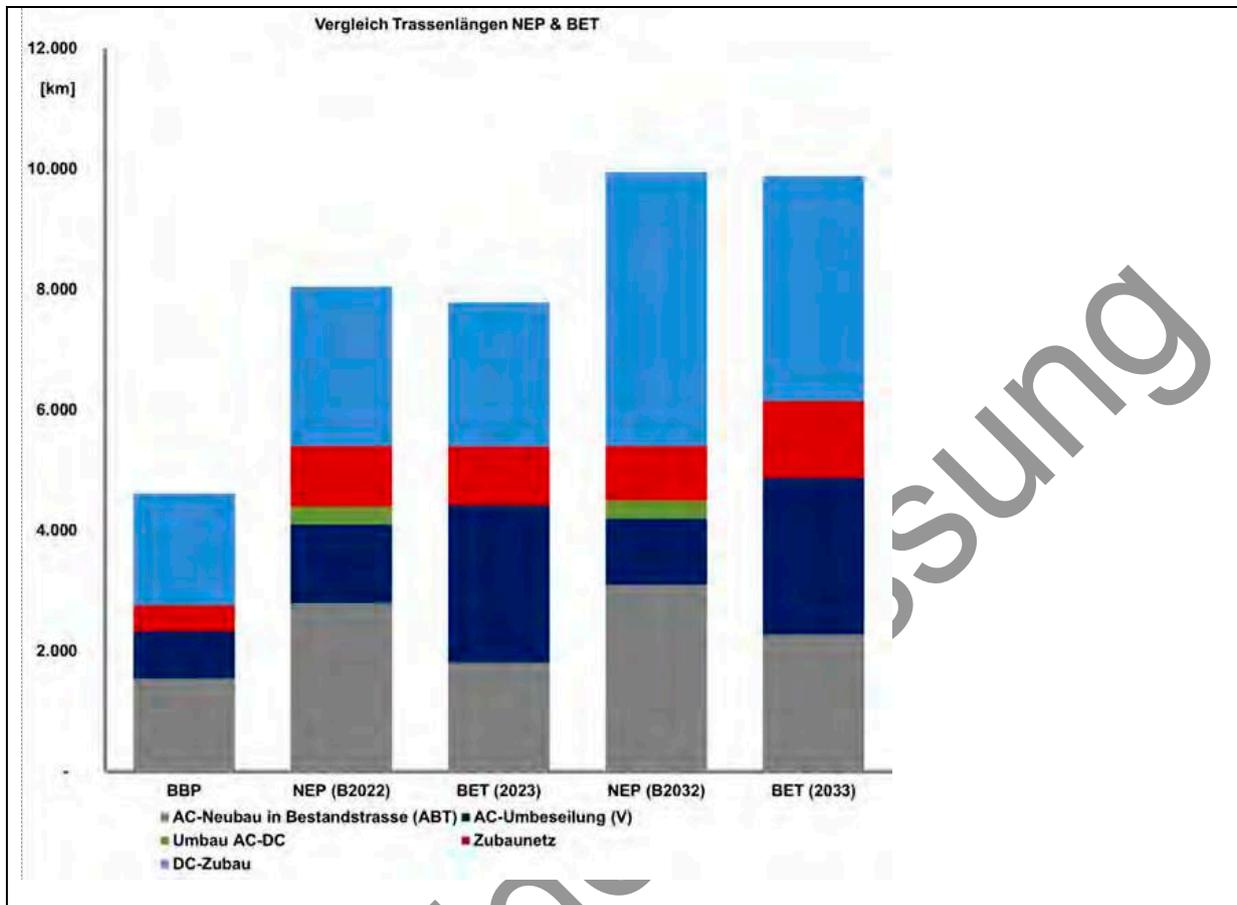


Abbildung 27: Ausbaulängen im Vergleich (ohne Bündelungseffekte)

Die fünf dargestellten Säulenstapel zeigen (von links nach rechts) die Maßnahmen des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPIG), die des NEP und die unseres Projektes für 2022 beziehungsweise 2023 sowie für 2032 beziehungsweise 2033.

Markant ist eine Gemeinsamkeit: Die Gesamtlängen sind zwischen NEP und dem Netz dieses Gutachtens fast identisch. Die Längen des BBPIG liegen naturgemäß deutlich darunter, da ja nicht alle Maßnahmen des NEP durch die BNetzA betätigt worden sind.

Markant sind aber auch zwei Hauptunterschiede: Zum einen haben die BET-Netzplaner häufiger zu Umbeseilungen gegriffen als die Urheber des NEP. Dies kann auf die unterschiedlichen Szenarien zurückzuführen sein, die ja dem Netz andere Belastungsfälle (zum Beispiel gegebenenfalls eine flächigere Einspeisung der EE) aufprägen. Eine weitere mögliche Ursache liegt darin, dass aufgrund des BET vorliegenden Datensatzes in manchen Fällen die Umbeseilung nach dem NOVA-Prinzip das angeratene Mittel gewesen ist, bei genauer Kenntnis des Netzes diese aber technisch nicht umsetzbar ist, etwa weil Masten nicht hoch genug sind (Durchhang, Statik) oder die Genehmigung für höhere Strombelastungen nicht vorliegen. Diese Unschärfe ist dem Umstand geschuldet, dass die ÜNBs nicht aktiv an der hier durchgeführten Netzplanung beteiligt waren. Zum anderen sind die ausgewiesenen Längen der DC-Trassen (nicht Korridore) geringer als im NEP. Dies kann seine Hauptursa-

che in den abweichenden Annahmen zum EE-Ausbau haben, unter anderem an dem in diesem Projekt geringeren Anteil an Offshore-Windkraft und einer insgesamt größeren installierten Photovoltaik- und Windenergie-Leistung in der Fläche des Landes.

Im Rahmen einer Plausibilisierung ist festzuhalten, dass die Planungsergebnisse zwar deutlich erkennbar abweichen (alles andere wäre verwunderlich), aber dennoch grundsätzliche Gemeinsamkeiten aufweisen.

5.3.6 Dringlichkeit

Ein wesentlicher methodischer Fortschritt liegt darin, dass die als notwendig befundenen Ausbaumaßnahmen nach ihrer Dringlichkeit differenziert werden können. Diese Differenzierung wird auf der folgenden Kartendarstellung gezeigt:

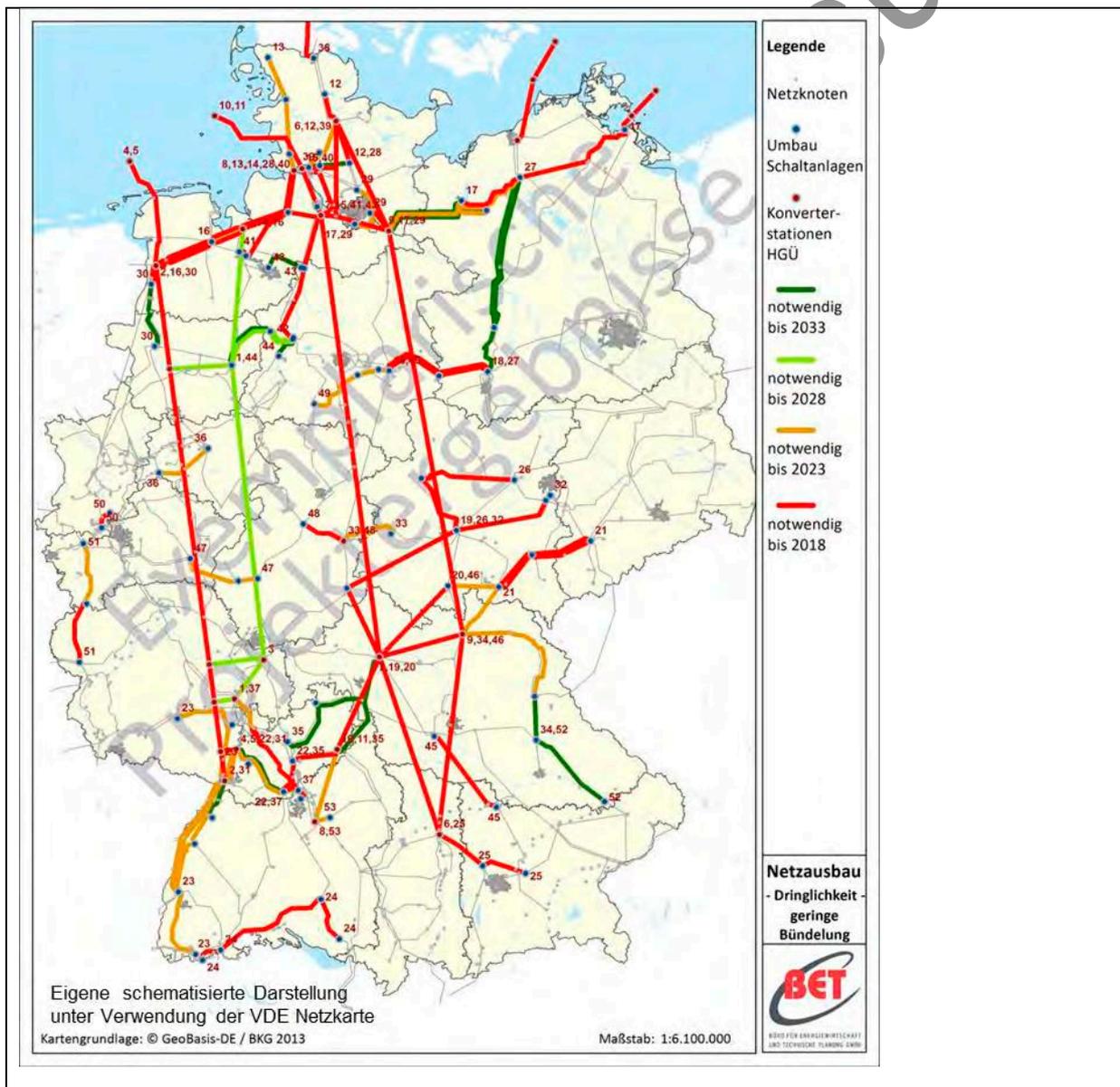


Abbildung 28: Dringlichkeit der Netzausbaumaßnahmen

Die Farben dieser Karte weisen nun nicht mehr aus, welche Technologie zum Einsatz kommt und ob es eine Neubautrasse ist, sondern sie zeigen, ab wann diese Maßnahme benötigt wird. Die roten Linien weisen auf einen Bedarf bereits im Jahr 2018 hin, orange steht für 2023, hellgrün für 2028 und dunkelgrün für einen Bedarf erst um 2033. Die roten Maßnahmen sind mithin die dringendsten.

Besonders markant ist hierbei, dass drei der vier DC-Transportkanäle, jedenfalls mit einem Teil ihrer Leistung, bereits im Jahr 2018 benötigt werden. Dies ist teilweise – aber nicht ausschließlich – dadurch begründet, dass wie bereits angesprochen die Anlandungen der Offshore-Windenergie als DC-Leitung nach Süden geführt werden. Doch auch der Ausbau der Onshore-Windenergie im Norden Deutschlands trägt seinen Teil dazu bei, diese Leitungen notwendig zu machen.

Die Frage, ob eine Leitung vor 2022 bereits benötigt wird, wird im NEP nicht gestellt und nicht beantwortet. Vielmehr heißt der gedankliche Ansatz, dass all diese Leitungen so bald wie möglich benötigt werden und eine zusätzliche Priorisierung kontraproduktiv sein könnte.

Demgegenüber lässt der hier vorgeschlagene Methodenansatz erkennen, wo ein Bedarf schon sehr bald besteht. Dabei muss man in Kauf nehmen, dass möglicherweise die Realisierung einer mehrere Hundert Kilometer langen Trasse durch Deutschland in diesem Zeitraum nicht durchführbar ist, und entsprechend umplanen: Denkbar ist, Zwischenlösungen zu prüfen (gegebenenfalls können Konverter zunächst zur Wechselrichtung von Windstrom und später als Kopfstation einer DC-Trasse genutzt werden) oder rasch zu realisierende Lösungen zu priorisieren (Umstellung von AC auf DC wie von Amprion im Ultranet geplant, könnte ein Beispiel hierfür sein). Im Erkenntnisgewinn der Dringlichkeit besteht in jedem Fall ein Nutzen, der in der konkreten Umsetzung der Netzplanung Berücksichtigung finden sollte.

5.4 Fazit zur Netzausbauplanung

Die vorgelegte Netzausbauplanung zeigt, dass die vorgeschlagene Methode praxisnah und durchführbar ist. Auch wenn kein *Alternativer NEP* als Ergebnis resultiert, wird deutlich, mit welchen Mitteln ein robustes, also zukunftstaugliches Netz geplant werden kann und wie die Dringlichkeit der notwendigen Maßnahmen abzuleiten ist. Der resultierende Erkenntnisgewinn sollte dabei nicht als zusätzlicher Druck, sondern als Fortschritt wahrgenommen werden.

Zugleich wurde im Projektverlauf deutlich, dass auch im Bereich der Netzplanung Fragen offen sind. Insbesondere die objektiven Planungskriterien und die Frage nach der Trassenbündelung sind Positionen, die einer weitergehenden Untersuchung bedürfen.

6 Ausblick

Der langfristige Ausbau eines so komplexen Systems wie des deutschen Stromübertragungsnetzes ist eine vielschichtige Aufgabe. Daher ist es erwartungsgemäß, dass im Zuge dieser Untersuchung nicht alle Fragen abschließend und endgültig beantwortet werden konnten. Neben dem erkennbaren methodischen Fortschritt, der ein weiteres Stück zurückgelegten Weges der Entwicklung markiert, sind also auch diverse Fragen offen geblieben. In der folgenden Merkliste wurden diese Fragen schlagwortartig gesammelt, außerdem findet sich ein Textverweis zu der Stelle im Gutachten, die beschreibt, wie im vorliegenden Projekt mit der Problematik umgegangen wurde. Diese Merkliste dokumentiert einen bestehenden Diskussions- und Forschungsbedarf.

Merkliste

Optimale Kraftwerksallokation → 3.2.2

Wo werden zukünftig Kraftwerke gebaut? Welcher Mechanismus wird das anreizen oder vorgeben? Welche Optimierung gibt den richtigen Standort vor? Lässt das Gasnetz diese Allokation zu?

Bemessung der rotierenden Reserve → 3.2.2

Wie viel rotierende Reserve benötigen wir zukünftig im System? Welche Alternativen bestehen?

Regionale Verteilung der Last → 3.2.3, 4.2.4

Wird sich die regionale Verteilung der Last, zum Beispiel durch den demografischen Wandel oder Industriewanderungen, ändern? Wie?

Erzeugungsmanagement → 4.2.2

Wie stark und auf welche Art gesteuert wird zukünftig die Einspeisung von Erneuerbaren Energien eingeschränkt?

Lastprofile → 4.2.3

Welche Lastprofile werden als auslegungsrelevant angenommen? Wer kennt/erhebt/nutzt die relevanten Daten?

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) → 4.2.5

Wird sich KWK weiter flexibilisieren? Wie kann ein Gesamtoptimum aus Wärme- und Strommarkt angestrebt (und modelliert) werden?

Profile der Erneuerbaren Energien → 4.2.1

Welche Profile werden für die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien zugrunde gelegt? Wie ändern sich durch Zubau neuer Technologie die Vollbenutzungsstunden und die Fülligkeit?

Nationale Leistungsbereitstellung → 4.3.1

Ist der Ansatz der nationalen Leistungsbereitstellung langfristig haltbar? Welche Effizienzen verschenken wir dadurch?

Verteilnetzausbau → 3.2.2

Kommt der Verteilnetzausbau angemessen voran? Werden die notwendigen Möglichkeiten geschaffen und Anreize gesetzt?

Objektive Netzausbaukriterien → 5.2.1

Netzausbau ist zu Teilen von der Intuition des Netzplaners abhängig. Objektive Kriterien wären Voraussetzung für eine rechnergestützte Optimierung.

Trassenbündelung → 5.3.2

Zu klären ist die wichtige Abwägungsfrage zwischen höherer Systemsicherheit (Entbündelung) und geringem Landschaftsverbrauch (Bündelung).

Über diese inhaltlichen Fragen hinaus stellt sich die Frage der konkreten Umsetzung der vorgeschlagenen Methode. Es muss überprüft werden, ob zur Umsetzung in bestehende Regelungen, Gesetze und Verordnungen eingegriffen werden muss oder ob bestehendes Recht eine Anwendung der Methode bereits ermöglicht. Hierzu wird Agora weitere Schritte unternehmen.

Am Schluss des Ausblicks steht der Wunsch der Gutachter, in naher Zukunft die Möglichkeiten des Fortschritts, die aufgezeigt wurden, auch in realer Umsetzung wiederfinden zu können. In diesem Fall hätte die Erarbeitung des Gutachtens tatsächlich einen Beitrag zum Gelingen der Energiewende geleistet.

Vorläufige Fassung

7 Anhang

Vorläufige Fassung

7.1 Prämissen

Deskriptoren	wirkt auf / zu berücksichtigen	Beschreibung	
		IST-Zustand	Projektion 2033
Es wird Erzeugungsmanagement EE, also Abregelung der Leistungsspitzen geben!	Dies wird über Einspeiseganglinien der EE abgebildet: Hier werden die höchsten Leistungsspitzen entsprechend gekappt.	Schon heute findet Einspeisemanagement bei den EE statt. Allerdings ist es durch die jeweilige Netzsituation gegeben und nicht allgemein geregelt.	Die oberen 15 % der auftretenden Einspeisespitzen eines jeden Netzknoten werden zur Netzberechnung gekappt. Dies führt zu einer Arbeits-Einbuße (in Abhängigkeit der unterstellten Profile) von circa 5 % bei Offshore-Wind und circa 1 % bei onshore-Wind und PV. Dies kann als vertretbar angesehen werden. In der Projektion wird dieser relative Wert konstant gehalten und wächst daher absolut mit dem Ausbaupfad der EE.
Neue konventionelle Kraftwerke werden an netztechnisch sinnvollen Stellen errichtet (Allokation)!	Dies wird im Schritt der Regionalisierung gegebenenfalls vom Modell zugebauter Kraftwerke durchgeführt.	Derzeit keine Allokationssignale	Neue konventionelle Kraftwerke werden an netztechnisch sinnvollen Stellen errichtet (Allokation)!
Es ist sicher gestellt, dass ausreichend Kapazität angereizt wird! (installierte Leistung konventioneller Kraftwerke). Deutschland wird auch in Zukunft Leistungsautark sein!	Art und Umfang der Kapazität ist Ergebnis der Marktmodellierung (Leistungsvorhaltung im Inland).	Derzeit ist umstritten, ob das Marktdesign ausreichend Anreize setzt (Stichwort Kapazitätsmarkt).	Durch geeignete Maßnahmen wie zum Beispiel Kapamärkte oder Märkte für gesicherte Leistung wird das Vorhandensein der konventionellen Kapazität sicher gestellt! Deutschland ist in der Lage, seine Lastspitze aus eigenen Quellen zu decken.
Es findet ausreichender Ausbau der Verteilnetze bzw. angepasste Betriebsführung der Einspeiser statt, sodass die VN keinen Engpass für die Einspeisung Erneuerbarer darstellen!	In diesem Fall kommt das Einspeiseprofil <i>im Übertragungsnetz an</i> ! Die hier gegebenenfalls stattfindende Spitzenkappung ist davon unbenommen.	Abregelung auf Grund von Problemen im VN ist stellenweise vorhanden (vor allem Spannungsband).	Abregelungen finden nicht auf Verteilnetzebene statt. Die im Ü-Netz gegebenenfalls stattfindende Spitzenkappung ist davon unbenommen. Sollte das Verteilnetz dies - entgegen der getroffenen Prämisse - nicht zulassen, fände die Spitzenkappung bereits auf unterlagerter Ebene statt. Dies wäre aus Modellierungssicht im Effekt ähnlich (bis auf die Differenzierung zwischen Einspeisern in VN und Ü-Netz).
Der Bedarf an Rotierender Reserve zur Netzstabilisierung wird stark zurück gehen.	Dem Modell muss keine Verpflichtung für <i>must run units</i> vorgegeben werden. Die ohnehin vorhandenen Kraftwerke sowie die als Band einspeisenden Einheiten (Teile der KWK, Biomasse, Sonstige...) reichen als Modellvorgabe aus.	Derzeit leistet die rotierende Masse einen wichtigen Beitrag zur Netzstabilisierung, da die in den mechanischen Teilen der Kraftwerke (Turbinen, Generatoren...) gespeicherte kinetische Energie und deren Beharrungsvermögen Schwankungen entgegenwirkt.	Der Bedarf an klassischer <i>rotierender Reserve</i> wird drastisch sinken, da alternative technische Einrichtungen (zum Beispiel Phasenschieber) sowie höhere Verbreitung von Leistungselektronik (DC-Leitungen, intelligente Einspeisegeräte..) die Aufgaben der Netzstabilisierung und der Blindleistungsbereitstellung übernehmen.

Investitionskosten für konv. Erzeugung	Input für Marktmodell	Für die endogene Zubaue Entscheidung benötigt das Marktmodell eine Kostenposition der Neubauten. Relevant ist dies im vorliegenden Zusammenhang lediglich für die Entscheidung über die Technologie (zum Beispiel Kohle versus Gas). Es wird ein BET-Standardatz verwendet.	Reale Konstanz über den gesamten Betrachtungszeitraum.	Keine signifikanten Hinweise auf Veränderungen zwischen den Technologien							
Brennstoffpreis: Öl	Input für Marktmodell	Aktueller Rohölpreis 101,4 US-\$ / bbl:	WEO new policies	Steigende Kosten der Ölförderung aus neuen Quellen	118,1	120,94	122,92	124,44	126,4	[US\$/bbl]	
Brennstoffpreis: Gas	Input für Marktmodell	Aktueller Erdgaspreis: 27 €/MWh (Ho)	WEO new policies	i) Steigende Preise aufgrund steigender Nachfrage. Zunehmender Gasmarktanteil erhöht den Druck auf langfristige Verträge mit Ölpreisbindung. Preisunterschiede zwischen den Märkten bleibt bestehen aufgrund der Transportkosten	27,77	28,85	29,68	30,42	31,45	€/MWh	
Brennstoffpreis: Kohle	Input für Marktmodell	Aktueller Preis für Steinkohle: 85 US\$/t	WEO_450	ii) Durch neue Fördermethoden (Stichwort: Schiefergas) wird ein Boom bei der Erdgasförderung einsetzen, welches für die nächsten Jahren für sinkende Preise sorgen wird. Es entsteht weitestgehend eine Unabhängigkeit mancher Länder von Gasimporten (zum Beispiel USA)	26,64	25,95	24,97	23,98	22,61	€/MWh	
CO2-Preis	Input für Marktmodell	Aktueller CO2-Zertifikatspreis: 2,63 €/t CO2	WEO new policies ii) moderater Anstieg der CO2-Preise nach WEO new policies iii) starker Anstieg der CO2-Preise WEO_450	Langsamer Anstieg der Kohleförderkosten, im Vergleich zur Öl- und Gasförderung. Stabilisierung nach 2025. i) Der unterstellte Anstieg der CO2-Preise ist demselben Szenario entnommen wie die Öl-, Gas- und Kohlepreise, nämlich dem WEO new policy ii) Ausschlaggebend für die Möglichkeit stark steigender Preise ist die Annahme, dass das für Deutschland avisierte Cap der Emissionen weit überwiegend aus dem Erzeugungsbereich zu leisten wäre. Dies würde ceteris paribus den Erzeugungspark zu Emissionsreduzierungen zwingen, die nur durch einen massiven Umbau der Bestandsanlagen und eine Investition in Erneuerbare erfolgen könnte. Als Datenbasis wird das Szenario 450 des WEO angenommen.	110,6	112,6	113,6	114,6	120	€/t CO2	
variable Kosten EE	Input für Marktmodell	Die Variablen Kosten der EE determinieren deren Einsatz, sofern eine Direktvermarktung oder eine andere marktnahe Einsatzweise angenommen wird. Sie bestehen vor allem aus laurzeitabhängigen Wartungs- und Instandhaltungskosten, begründet zum Beispiel durch Verschleiß. Die Position ist vor allem für Offshore-Wind von Belang, für die übrigen EE kann näherungsweise vernachlässigt werden.	Die variablen Kosten für Wartung und Instandhaltung von Offshore-Windanlagen bleiben real konstant.	Vorstellbar sind Szenarien, die die Kostendegression dieses Parameters unterschiedlich berücksichtigen. Da hiervon ausschließlich die Position der Offshore-Windenergie in der Merit Order betroffen ist, wird auf eine Variation verzichtet.	18	18	18	18	18	€/MWh	
Ausbau Grenzkuppelstellen	Input für Marktmodell	Der Ausbau, die Bewirtschaftung und die Nutzung der Grenzkuppelstellen in der Region Zentralwesteuropa wird forgesetzt. Basis: ENTSO-E im Ten-Year-Network-Development Plan 2012.	Der Zubau von Übertragungskapazitäten zwischen den EU-Ländern wird weiter zunehmen und zu einer stärkeren Marktkopplung führen.	siehe vorne							

Gutachten: Methoden der Netzplanung

Im Auftrag von Agora Energiewende

Endfassung voraussichtlich ab Juni 2014 verfügbar

Rechtsanwälte

Christian von Hammerstein
Daniela Fietze

Berlin, den 4. März 2014

Inhaltsverzeichnis:

A. Hintergrund: Der Bedarf an Netzentwicklung und -ausbau.....	4
I. Verfahren im ersten Durchgang 2011 - 2013.....	5
1. Szenariorahmen	5
a) Erstellung durch Übertragungsnetzbetreiber.....	5
b) Genehmigung durch Bundesnetzagentur.....	6
2. Netzentwicklungsplan.....	6
a) Erstellung durch die Übertragungsnetzbetreiber	6
b) Bestätigung durch die Bundesnetzagentur.....	7
II. Die Agora/BET-Methode	7
1. Die Methode	8
a) Entwicklung der Szenarien	8
aa) Deskriptoren, Projektionen, Prämissen	8
bb) Szenarioauswahl.....	8
b) Markmodellierung	9
c) Netzausbauplanung.....	9
aa) Ermittlung der notwendigen Ausbaumaßnahmen.....	9
bb) Zeitliche Priorisierung der erforderlichen Maßnahmen.....	9
2. Die volkswirtschaftlich sinnvolle Dimension des Netzes.....	10
3. Vergleich des exemplarisch ermittelten Netzes mit dem Netzentwicklungsplan-E 2012.....	10
B. Auftrag.....	11
C. Rechtliche Würdigung.....	11
I. Vereinbarkeit der Methode mit geltendem Recht.....	11
1. Vereinbarkeit mit gesetzlichen Vorgaben.....	11
a) Darstellung der zukünftigen Entwicklung (Szenariorahmen).....	11
aa) Europarecht	11
bb) EnWG	12
(1) Vorgaben zur Methodik.....	12
(2) Ergebnis: „Wahrscheinliche“ Szenarien	13
b) Die Ermittlung des Netzausbaubedarfs (Netzentwicklungsplan).....	14
aa) Vorgaben zur Methodik.....	14
bb) Ergebnis: „Wirksame“ und „erforderliche“ Netzausbaumaßnahmen.....	15
(1) Auslegung der Kriterien und Subsumtion	15
(2) Abweichungen der Agora/BET-Methode zum bisherigen Verfahren unproblematisch.....	16

(3) Auslegung der Kriterien durch die Bundesnetzagentur.....	17
2. Vorzugswürdigkeit der der Agora/BET-Methode zur bisherigen Vorgehensweise.....	19
a) Szenariorahmen	19
b) Netzentwicklungsplan	19
3. Vereinbarkeit der von Agora/BET gesetzten Prämissen zur sinnvollen Dimensionierung des Netzes mit geltendem Recht	20
a) Prämissen.....	20
b) Gesetzgeberische Vorgaben	21
c) „Wahrscheinlichkeit“ i.S.v. § 12a EnWG der Prämissen.....	22
II. (Verpflichtende) Verwendung der Methode	23
1. Verwendung durch Übertragungsnetzbetreiber	23
2. Verwendung durch die Bundesnetzagentur	24
III. Akteure der Netzplanung: Besetzung und Verankerung einer „Netzplanungskommission“	24
1. Einrichtung einer beratenden Kommission bei der Bundesnetzagentur	25
2. Übertragung der Szenarien-Entwicklung von den Übertragungsnetzbetreibern auf unabhängige Kommission.....	26
a) Möglichkeiten nach geltendem Recht	26
aa) Kommission als entscheidender Akteur	26
bb) Kommission als lediglich beratender Akteur	27
b) Einsetzung durch Änderung des EnWG.....	27
IV. Durchführung der Netzplanung im mehrjährigen Turnus.....	29

A.**Hintergrund: Der Bedarf an Netzentwicklung und -ausbau**

Der Ausbau des Anteils der Erneuerbaren Energien an der deutschen Stromversorgung im Rahmen der Energiewende führt zu einem Ausbaubedarf der in Deutschland vorhandenen Stromnetze. Die §§ 12 a – g Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), die 2011 zur Umsetzung der Richtlinie 2009/72/EG (Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie, EITRL) ins EnWG eingefügt wurden, sehen erstmals einen koordinierten und öffentlichen Prozess der Netzausbauplanung durch die Übertragungsnetzbetreiber vor.

- Die Übertragungsnetzbetreiber bilden einen Szenariorahmen, der mindestens drei wahrscheinliche Entwicklungspfade für die nächsten zehn Jahre umfasst. Diesen Szenariorahmen legen sie der Bundesnetzagentur vor, welche die Öffentlichkeit beteiligt. Anschließend genehmigt die Bundesnetzagentur den Szenariorahmen unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung (§ 12a EnWG).
- Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln auf Grundlage dieses Szenariorahmens unter Beteiligung der Öffentlichkeit den erforderlichen Netzausbau und legen die so ermittelten Netzausbaumaßnahmen in einem Entwurf eines Netzentwicklungsplans der Bundesnetzagentur vor (§ 12b EnWG).
- Die Bundesnetzagentur prüft den Entwurf und bestätigt ihn nach einer erneuten Beteiligung der Öffentlichkeit (§ 12c EnWG).
- Die Bundesnetzagentur legt den bestätigten Netzentwicklungsplan der Bundesregierung als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan vor (§ 12e EnWG).
- Die Bundesregierung legt diesen Entwurf dem Bundesgesetzgeber vor. Dieser erlässt im Anschluss ein Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) (§ 12e EnWG). Mit diesem sind für die darin enthaltenen Vorgaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt, § 12e Abs. 4 S. 1 EnWG. Damit stehen die Anfangs- und Endpunkte der künftigen Höchstspannungsleitungen fest.

Mit Erlass des Gesetzes über den Bundesbedarfsplan am 23. Juli 2013 ist die vom Gesetz vorgesehene Bedarfsermittlung erstmalig vollständig durchlaufen worden.

Im weiteren Verlauf der Planung wird auf Antrag des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers ein Korridorverlauf für die zu planenden Leitungen vorgeschlagen. Betreffen Vorhaben des Bundesbedarfsplanes nur ein einzelnes Bundesland, beginnt die zu-

ständige Landesbehörde ein Raumordnungsverfahren, um über den Antrag zu entscheiden. Betrifft ein Vorhaben hingegen mehrere Bundesländer oder führt es ins Ausland, liegt die Verantwortung bei der Bundesnetzagentur. Diese führt eine Bundesfachplanung entsprechend dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz durch.

Die exakten Leitungsverläufe, die sogenannten Trassen, werden auf Antrag eines Übertragungsnetzbetreibers in einer anschließenden Planfeststellung festgelegt. Diese beruht auf den im Raumordnungsverfahren oder in der Bundesfachplanung festgesetzten Korridoren.

I.

Verfahren im ersten Durchgang 2011 bis 2013

1. Szenariorahmen

a) Erstellung durch Übertragungsnetzbetreiber

Der am 18. Juli 2011 von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegte Entwurf eines Szenariorahmens¹ (im Folgenden **Szenariorahmen-E**) für den Netzentwicklungsplan 2012 enthielt drei Szenarien der zukünftigen Entwicklung der deutschen Energiewirtschaft. Dabei gingen die Übertragungsnetzbetreiber vom damaligen Stand der regulatorischen Rahmenbedingungen aus, lediglich die Werte der Erzeugung und des Verbrauchs von Energie wurden variiert.²

Szenario A ging von einer vollständigen Umsetzung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung bei einem moderaten Anstieg der Stromerzeugung aus Steinkohle im konventionellen Bereich aus. Szenario B setzte auf Szenario A auf, ist aber von einem höheren Anteil an Erneuerbaren Energien und zusätzlichen Stromerzeugungskapazitäten aus Gaskraftwerken gekennzeichnet. Szenario C ging von einem nochmals gesteigerten Anteil an Strom aus Erneuerbaren Energien aus.³

Der so entwickelte Szenariorahmen-E definierte Leitplanken der zukünftigen Entwicklung.

¹ Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012 – Eingangsdaten der Konsultation, abrufbar unter www.netzentwicklungsplan.de/content/materialien

² vgl. Szenariorahmen-E, S. 3, 5 f.

³ vgl. Szenariorahmen-E, S. 3

b) Genehmigung durch Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber nach Beteiligung der Öffentlichkeit mit leichten Änderungen der den Szenarien zugrunde liegenden Werte der Erzeugung von Energie aus erneuerbaren beziehungsweise konventionellen Energieträgern am 20. Dezember 2011 (**Szenariorahmen 2011**).⁴ Dabei legte sie das „von einem realitätsnahen, mittleren Ausbau an Erneuerbaren Energien“ ausgehende Szenario B als Leitszenario fest.⁵

2. Netzentwicklungsplan**a) Erstellung durch die Übertragungsnetzbetreiber**

Auf der Grundlage des genehmigten Szenariorahmens erarbeiteten die Übertragungsnetzbetreiber mittels Marktmodellierung und Lastflussberechnungen den bedarfsgerechten Ausbau des deutschen Stromnetzes für jedes der drei im Szenariorahmen entwickelten Szenarien. Am 15. August 2012 legten sie der Bundesnetzagentur einen nach öffentlicher Konsultation überarbeiteten Entwurf eines Netzentwicklungsplans 2012 vor (**Netzentwicklungsplan-E**).⁶ In diesem führten die Übertragungsnetzbetreiber aus, dass die Netzausbauvolumina der Szenarien zu großen Teilen deckungsgleich seien⁷ und dass die Ausbaustrategie, die vom erforderlichen Netzvolumen des Szenarios B 2022 ausgeht, die größte Schnittmenge mit den sonstigen Szenarien habe. Daher empfahlen sie, die Netzausbaumaßnahmen des Leitszenarios B 2022 als Grundlage für den Netzausbau zu verwenden.⁸

Die im Netzentwicklungsplan-E 2012 vorhandenen Netzausbaumaßnahmen sind daher nach allen Szenarien erforderlich. Allerdings finden sich im Netzentwicklungsplan-E 2012 keine Maßnahmen, deren Erforderlichkeit sich allein aus den Szenarien A oder C des Szenariorahmens ergeben würde.

⁴ Bundesnetzagentur: Genehmigung vom 20.12.2011, Az.: 8121-12/Szenariorahmen 2011

⁵ Bundesnetzagentur: Szenariorahmen 2011, Tenorziffer 1 sowie S. 35

⁶ Netzentwicklungsplan Strom 2012, abrufbar unter www.netzentwicklungsplan.de/content/materialien

⁷ Netzentwicklungsplan-E: S. 170

⁸ Netzentwicklungsplan-E: S. 172

b) Bestätigung durch die Bundesnetzagentur

Bei der anschließenden Prüfung der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen nach § 12c Abs. 1 S. 1 EnWG orientierte sich die Bundesnetzagentur am Leitszenario B⁹ und wählte aus den 73 vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen 51 aus.

Sie bestätigte den Netzentwicklungsplan 2012 am 25. November 2012 (im Folgenden **Netzentwicklungsplan 2012**).

II.**Die Agora/BET-Methode**

Im Auftrag von Agora Energiewende hat das Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET) eine alternative Methode der Netzausbauplanung entwickelt (Agora/BET-Methode).

Diese Methode geht in drei Arbeitsschritten vor:

- (1) Zunächst werden mit den Mitteln der Szenariotechnik mehrere Szenarien der zukünftigen Entwicklung gebildet und auf eine handhabbare Zahl von drei bis fünf Szenarien reduziert.
- (2) Anschließend wird mit einer Marktmodellierung ermittelt, welche Einspeisungen und Entnahmen in den einzelnen Szenarien an den einzelnen Netzknoten stattfinden werden.
- (3) Schließlich werden mit einer Lastflussberechnung alle Netznutzungsfälle aller ausgewählten Szenarien simuliert und das Startnetz wird entsprechend erweitert, wenn es den Lastflüssen nicht standhält. Auf diese Weise entsteht, anders als beim Netzentwicklungsplan 2012, nicht ein Netz pro Szenario, sondern ein Netz, das alle Netznutzungsfälle aller ermittelten Szenarien abdeckt.

Auf diese Weise wird ein robustes Netz entwickelt, das allen Netznutzungsfällen aus allen zugrunde gelegten Szenarien gerecht wird. Zugleich soll das so entwickelte Netz eine volkswirtschaftlich sinnvolle Dimension haben.

Um die Praxistauglichkeit der Methode zu beweisen, haben Agora und BET im Rahmen des Projekts eine exemplarische Netzausbauplanung durchgeführt.

⁹ Bundesnetzagentur (2012): *Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom*, S. 210

1. Die Methode

a) Entwicklung der Szenarien

Bei der Agora/BET-Methode wird zur Entwicklung der Szenarien die sogenannte Szenariotechnik verwendet. Damit werden aus einer Vielzahl möglicher zukünftiger Entwicklungen sinnvolle, konsistente Kombinationen zusammengestellt.

aa) Deskriptoren, Projektionen, Prämissen

Nach der Definition des Themas der zu entwickelnden Szenarien (Zukünftige Transportaufgabe des Übertragungsnetzes) werden Faktoren untersucht, die das Thema beeinflussen (sogenannte Deskriptoren).

In der exemplarisch durchgeführten Netzausbauplanung waren dies beispielsweise die Ausbaupfade von Windenergie und Photovoltaik, die Höhe der Verbrauchslast, die installierte Leistung konventioneller Kraftwerke sowie der Öl- und Gaspreis.

In einem weiteren Schritt wird der Istzustand der Deskriptoren ermittelt sowie ihre zukünftige Entwicklung (Projektion) prognostiziert. Dabei können unterschiedliche Projektionen eines Deskriptors angenommen werden.

Hat ein Deskriptor genau eine Projektion, also eine feststehende Annahme bezüglich einer zukünftigen Entwicklung, wird er als Prämisse bezeichnet.

bb) Szenarioauswahl

Die Kombinationen der möglichen Projektionen der Deskriptoren ergeben eine große Anzahl zukünftiger Szenarien. Um diese Anzahl auf eine handhabbare Anzahl von Szenarien zu reduzieren, wird die Szenariotechnik eingesetzt. Die verschiedenen Projektionen der Deskriptoren werden von den mit der Netzplanung jeweils betrauten Personen in einer Matrix nach Konsistenzgraden geordnet.

Anhand dieser Matrix lassen sich per Computersimulation Szenarien berechnen, die aus miteinander konsistenten Projektionen der Deskriptoren bestehen.

Im Gegensatz zum Szenariorahmen-E der Übertragungsnetzbetreiber werden durch diese Technik mithin nicht nur Leitplanken der zukünftigen Entwicklung definiert, sondern der Raum dieser Entwicklung wird aufgespannt, weil die unterschiedlichen Einflussfaktoren miteinander in Beziehung gesetzt werden.

Um die Anzahl der so gebildeten, konsistenten Szenarien für die weitere Untersuchung auf ein handhabbares Maß zu reduzieren, werden Szenarien ausgewählt, die zueinander ausreichend verschieden sind.

b) Marktmodellierung

Anschließend wird mit einer Marktmodellierung ermittelt, welche Einspeisungen und Entnahmen an den einzelnen Netzknoten des Übertragungsnetzes stattfinden werden, und damit, welche Energiemenge das zukünftige Netz transportieren muss.

c) Netzausbauplanung

aa) Ermittlung der notwendigen Ausbaumaßnahmen

Ausgehend von dem im Netzentwicklungsplan 2012 beschriebenen Startnetz¹⁰ werden mittels Lastflussberechnungen zukünftiger Jahre die erforderlichen Netzausbaumaßnahmen ermittelt. Dabei werden alle Netznutzungsfälle aller ausgewählten Szenarien simuliert und das Startnetz wird entsprechend erweitert, wenn es den Lastflüssen nicht standhält. So entsteht, anders als beim Netzentwicklungsplan 2012, nicht ein Netz pro Szenario, sondern ein Netz, das alle Netznutzungsfälle aller ermittelten Szenarien abdeckt.

bb) Zeitliche Priorisierung der erforderlichen Maßnahmen

Die so durchgeführte Netzausbauplanung ergibt eine Vielzahl von notwendigen Maßnahmen. Um auszuwählen, in welcher Reihenfolge mit dem Ausbau der Maßnahmen vorgegangen werden soll, schlagen die Autoren der Agora/BET-Methode die Festlegung einer zeitlichen Rangfolge nach Dringlichkeit vor. Dabei werden für ein relativ fernes Jahr, hier 2033, der Transportbedarf und das dafür notwendig Netz identifiziert. Von diesem Ausgangspunkt schreitet man um jeweils fünf Jahre nach hinten. Anhand eines Vergleichs der im Jahre 2033

¹⁰ Das zum Zeitpunkt der Erstellung des Netzentwicklungsplans 2012 vorhandene Netz zuzüglich der im Energieleitungsausbaugesetz festgelegten Maßnahmen zuzüglich bereits aufgrund eines Planfeststellungsbeschlusses in Umsetzung befindlicher Maßnahmen, vgl. Netzentwicklungsplan 2012, S. 18

notwendigen Netzinfrastruktur mit derjenigen, die im Jahre 2028 (2023, 2018) zur Erfüllung der Transportaufgaben benötigt wird, kann somit ermittelt werden, welche Netzausbaumaßnahme früher benötigt wird und somit früher begonnen werden muss. Das Ergebnis ist eine Differenzierung der einzelnen Netzausbaumaßnahmen nach Dringlichkeit.

2. Die volkswirtschaftlich sinnvolle Dimension des Netzes

Auch ein Netz, das allen Netznutzungsfällen aller gebildeten Netze gerecht wird, soll eine volkswirtschaftlich sinnvolle Dimension haben. Dies kann insbesondere durch bestimmte regulatorische Maßnahmen erreicht werden, die den Netzausbaubedarf begrenzen.

In der von Agora und BET durchgeführten exemplarischen Netzausbauplanung wurden dazu zwei entsprechende Mechanismen identifiziert:

- Abregelung Erneuerbarer Energien: Es gibt ein Erzeugungsmanagement bei den Erneuerbaren Energien. Das Netz muss also nicht derart ausgebaut werden, dass es auch noch die *letzte Kilowattstunde*, zum Beispiel in windstarken Stunden, transportieren können muss.
- Sinnvolle Allokation von Kraftwerken: Neue Kraftwerke, die nicht prinzipiell an bestimmte Standorte gebunden sind, werden durch einen geeigneten Mechanismus so platziert, dass allein durch ihren Standort kein signifikanter zusätzlicher Netzausbaubedarf entsteht.

In der exemplarischen Netzausbauplanung wurde die Einführung solcher Mechanismen als wahrscheinliche Entwicklung angesehen. Es wurden daher entsprechende Prämissen gesetzt.

3. Vergleich des exemplarisch ermittelten Netzes mit dem Netzentwicklungsplan-E 2012

Ein optischer Vergleich zwischen dem nach der Agora/BET-Methode entwickelten Netz aus dem Jahr 2033 mit dem Szenario B 2032 des Netzentwicklungsplans-E 2012 zeigt, dass die Gesamtlängen der ermittelten Netze nahezu identisch sind. Beide beinhalten vier weiträumige Korridore, die in der Nähe zukünftiger oder bestehender Windschwerpunkte beginnen und an starken Netzknoten im Süden und Südwesten enden. Auch das Ausfransen der Korridore in Trassen und Kanäle ist vergleichbar.

B. Auftrag

Die Agora bittet um die Prüfung der folgenden Fragen:

1. Kann die von Agora und BET vorgeschlagene Methode bereits nach der geltenden Rechtslage (verpflichtend) umgesetzt werden? Falls Änderungen notwendig sind, auf welcher Ebene (Gesetzesänderung, Verordnung, Festlegung durch die Bundesnetzagentur) müsste eine derartige Änderung erfolgen?
2. Wie könnte eine Expertenrunde zusammengesetzt sein, die den Prozess der Szenarientwicklung übernimmt? Wo wäre diese verankert und wie legitimiert?
3. Muss eine Netzentwicklungsplanung jedes Jahr stattfinden, oder ist es möglich, den Prozess in einem größeren Rhythmus zu durchlaufen (zum Beispiel in einem zweijährigen Rhythmus)?

C. Rechtliche Würdigung

I. Vereinbarkeit der Methode mit geltendem Recht

1. Vereinbarkeit mit gesetzlichen Vorgaben

a) Darstellung der zukünftigen Entwicklung (Szenariorahmen)

aa) Europarecht

Vorgaben zum Netzausbau beziehungsweise zur Netzentwicklung enthält lediglich das europäische Sekundärrecht.

So verabschiedet das European Network of Transmission System Operators for Electricity gemäß Art. 8 Abs. 3 lit. b) VO (EG) 714/2009 (Stromhandelszugangsverordnung) alle zwei Jahre einen gemeinschaftsweiten zehnjährigen Netzentwicklungsplan. Dieser ist nach der Verordnung selbst nicht bindend, muss aber gemäß § 12b Abs. 1 S. 5 EnWG im Rahmen der Erstellung des deutschen Netzentwicklungsplans berücksichtigt werden (dazu näher sub C. I. 1. b) aa).

Art. 22 Abs. 3 EitRL sieht vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber „angemessene Annahmen über die Entwicklung der Erzeugung, der

Versorgung, des Verbrauchs und des Stromaustauschs mit anderen Ländern unter Berücksichtigung der Investitionspläne für regionale und gemeinschaftsweite Netze“ zugrunde legen. § 12a Abs. 1 S. 4 EnWG übernimmt diese Vorgaben teils wortgleich, dazu näher C. I. 1. sub bb) (1).

bb) EnWG

§ 12a Abs. 1 EnWG verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber zur Erstellung eines (gemeinsam erarbeiteten) Szenariorahmens.

Dieser soll gemäß § 12a Abs. 1 S. 4 EnWG auf Grundlage „angemessener“ Annahmen zu Erzeugung, Versorgung, Verbrauch von Strom sowie dessen Austausch mit anderen Ländern erstellt werden. Europäische Infrastrukturvorhaben sind zu berücksichtigen. Er soll anhand mindestens dreier Entwicklungspfade (Szenarien) die Bandbreite der wahrscheinlichen Entwicklung der nächsten zehn Jahre im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken (§ 12a Abs. 1 S. 2 EnWG).

(1) Vorgaben zur Methodik

Der Gesetzgeber hat für die Entwicklung der Szenarien lediglich vorgegeben, dass angemessene Annahmen zu Erzeugung, Versorgung und Verbrauch von Strom sowie dessen Austausch mit anderen Ländern zugrunde zu legen und geplante europäischen Infrastrukturvorhaben zu berücksichtigen sind.

Damit ist die Agora/BET-Methode vereinbar.

Zur Entwicklung der Szenarien werden diejenigen Faktoren herausgearbeitet, die den Netzausbau beeinflussen (S. 18 ff., 26 ff. BET-Gutachten), und es wird ihre wahrscheinliche Entwicklung innerhalb von 10 beziehungsweise 20 Jahren anhand von Studien prognostiziert. Dabei können insbesondere Annahmen zu Erzeugung, Versorgung, Verbrauch und Austausch von Strom mit anderen Ländern als Deskriptoren beziehungsweise Prämissen der Szenariobildung zugrunde gelegt werden.

Dabei sind diese bereits dann „angemessen“ im Sinne von § 12a Abs. 1 S. 4 EnWG, wenn sie methodisch korrekt ermittelt wurden.¹¹

Zwar legt der Wortlaut von § 12a Abs. 1 S. 4 EnWG nahe, dass – wie im Rahmen einer Verhältnismäßigkeitsprüfung – eine Abwägung stattzufinden habe. Der Wortlaut wurde jedoch aus Art. 22 Abs. 3 EitRL übernommen. Dort hat das Kriterium der Angemessenheit nicht dieselbe Bedeutung wie im deutschen Recht. Zudem ist es das Ziel von § 12a EnWG, tatsächliche zukünftige Entwicklungen abzubilden. Dem widerspräche es, würde man bereits auf Ebene der Tatsachenermittlung den Übertragungsnetzbetreibern einen Abwägungsspielraum zubilligen. Es wäre auch nicht nachvollziehbar, womit die ermittelten Daten, etwa zum Verbrauch, abgewogen werden sollen.

Auch die vom Gesetzgeber in § 12a Abs. 1 S. 4 EnWG verlangte „Berücksichtigung europäischer Infrastrukturvorgaben“ ließe sich als eine Prämisse (oder Deskriptor) bei der Methode berücksichtigen.

(2) Ergebnis: Wahrscheinliche Szenarien

Ein anhand der Agora/BET-Methode entwickelter Szenariorahmen würde auch der materiellen Vorgabe des § 12a Abs. 1 S. 2 EnWG genügen, mindestens drei wahrscheinliche Szenarien zu enthalten.

Nach der Agora/BET-Methode können beliebig viele Szenarien entwickelt werden. Ein Szenario ist wahrscheinlich im Sinne von § 12a Abs. 1 S. 2 EnWG, wenn die zugrunde gelegten Werte in 10 beziehungsweise 20 Jahren tatsächlich eintreten werden, das zukünftige Netz diesen Belastungen also standhalten muss.¹²

Dies entspricht auf den ersten Blick dem Kriterium der angemessenen Annahmen: Sind die zugrunde gelegten Annahmen angemessen, also methodisch korrekt ermittelt, so müssten die aus ihnen entwickelten Szenarien wahrscheinlich sein. Damit

¹¹ Ruge in: *Berliner Kommentar zum EnWG*, 3. Aufl. 2014, § 12a Rz. 76

¹² Bundesnetzagentur: *Szenariorahmen 2011*, S. 34; Ruge in: *Berliner Kommentar zum EnWG*, 3. Aufl. 2014, § 12a Rz. 70

wäre das Kriterium der „wahrscheinlichen“ Entwicklung jedoch bedeutungslos. Daher ist eine Auslegung der wahrscheinlichen Entwicklung vorzuziehen, die berücksichtigt, dass nicht jede Kombination der zugrunde gelegten Annahmen (jedes theoretisch mögliche Zukunftsszenario) mit gleich hoher Wahrscheinlichkeit eintreten wird – es gibt Kombinationen von Annahmen, die zueinander nicht konsistent sind.

Der so verstandenen gesetzlichen Systematik entspricht die Agora/BET-Methode, wenn sie anhand der Konsistenzmatrix untersucht, inwiefern die zugrunde gelegten Projektionen der Deskriptoren zueinander konsistent sind, und aus den so entwickelten Szenarien die wahrscheinliche(re)n Szenarien auswählt.

b) Die Ermittlung des Netzausbaubedarfs (Netzentwicklungsplan)

aa) Vorgaben zur Methodik

Vorgaben zur Vorgehensweise bei der Bedarfsermittlung enthält § 12b Abs. 1 EnWG. Danach muss der Netzentwicklungsplan aus den Szenarien des Szenariorahmens entwickelt werden. Bei seiner Erarbeitung muss eine geeignete und für einen sachkundigen Dritten nachvollziehbare Modellierung des deutschen Übertragungsnetzes verwendet werden. Der gemeinschaftsweite Netzentwicklungsplan nach Art. 8 Abs. 3 lit. b) der VO 714/2009 ist zu berücksichtigen.

Mit diesen Vorgaben ist die Agora/BET-Methode vereinbar.

Bei der Agora/BET-Methode wird der Netzausbaubedarf ausgehend von dem als Startnetz definierten, vorhandenen Netzbestand anhand von Marktmodellierungen und Lastflusssimulationen ermittelt. Dabei bilden die in Schritt 1 erstellten Szenarien die Eingangsdaten der Marktmodellierung, der Netzentwicklungsplan wird also aus allen Szenarien des Szenariorahmens entwickelt, vgl. § 12b Abs. 1 S. 1 EnWG.

Die Vorgabe aus § 12 Abs. 1 S. 4 EnWG, bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans müsse eine nachvollziehbare Modellierung des deutschen Übertragungsnetzes verwendet werden, kann angesichts des Regelungszwecks und -zusammenhangs nur so verstanden werden, dass nachvollziehbar dargelegt werden muss, welchen Lastflüssen das Übertragungsnetz in Zukunft genügen muss.

Dazu dienen bei der Agora/BET-Methode die Marktsimulation und die Lastflussberechnungen: Mit der Marktsimulation wird berechnet, welche Einspeisungen und Entnahmen an den einzelnen Netzknoten stattfinden werden, und damit, welche Energiemenge das Netz zu transportieren hat. Anschließend werden die möglichen Netznutzungsfälle simuliert und so ermittelt, welche Ausbaumaßnahmen des Startnetzes erforderlich sind, um die veranschlagte Energiemenge unter Wahrung des (n-1)-Kriteriums transportieren zu können.

Dabei müssten – was ohne Weiteres möglich ist – für sachkundige Dritte nachvollziehbare Simulations- und Lastflussmodelle verwendet werden.

Die „Berücksichtigung des gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans“ beziehungsweise entsprechender Infrastrukturvorhaben nach § 12b Abs. 1 S. 5 EnWG könnte durch eine entsprechende Erweiterung des Startnetzes vorgenommen werden.

bb) Ergebnis: Wirksame und erforderliche Netzausbaumaßnahmen

Die so ermittelten Netzausbaumaßnahmen würden auch den Vorgaben aus § 12b Abs. 1 S. 2 EnWG entsprechen, alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes zu enthalten, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.

(1) Auslegung der Kriterien und Subsumtion

Der bedarfsgerechte Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG umfasst Maßnahmen, die die Fähigkeit des Netzes sicherstellen, eine angemessene Nachfrage nach Transport und Verteilung von Strom zu befriedigen.¹³ Eine Maßnahme, die dazu beiträgt, diesen (Netz-)Bedarf zu befriedigen, wäre wirksam.

Nach netztechnischen Kriterien ist ein Netz sicher, wenn es seine Transportaufgabe auch bei Ausfall oder Abschaltung erfüllen kann (sogenanntes (n-1)-Kriterium).¹⁴ Eine Netzausbaumaßnahme wäre danach für den sicheren und zuverlässigen

¹³ König in: *Berliner Kommentar zum EnWG*, 3. Aufl. 2014, § 11 Rn. 33; vgl. auch Bundesnetzagentur, *Netzentwicklungsplan 2012*, S. 108

¹⁴ Bundesnetzagentur: *Netzentwicklungsplan 2012*, S. 102

Netzbetrieb erforderlich, wenn das Netz ohne diese Maßnahme bei Ausfall eines Betriebsmittels nicht sicher betrieben werden kann.

Der (Ausbau-)Bedarf des Netzes wird bei der Agora/BET-Methode durch Marktsimulation und Lastflussberechnungen ermittelt. Zeigt sich anhand einer Lastflussberechnung, dass die zu transportierende Strommenge beim zugrunde gelegten Netz zu einer Leitungsüberlastung führt, wird das Netz um jeweils eine konkrete Maßnahme erweitert. Jede so ermittelte Maßnahme wäre mithin wirksam für den bedarfsgerechten Ausbau des Netzes.

Die Maßnahmen wären auch erforderlich für den zuverlässigen Netzbetrieb. Dies ergibt sich einerseits schon daraus, dass sie den Ausbaubedarf hinsichtlich zukünftiger Lastflüsse umsetzen. Zusätzlich wird die (n-1)-Sicherheit des Netzes nach der Agora/BET-Methode durch die Simulation von Netzausfällen überprüft und somit gewährleistet. Auch die Ausfälle einzelner Erzeugungsanlagen werden simuliert. Ergeben diese Simulationen Beeinträchtigungen der Sicherheit des Netzes, werden die Netzausbaumaßnahmen entsprechend ergänzt.

(2) Abweichungen der Agora/BET-Methode zum bisherigen Verfahren unproblematisch

Während die Übertragungsnetzbetreiber ein Netz pro Szenario modelliert haben, wird nach der Agora/BET-Methode nur ein Netz modelliert. § 12b EnWG gibt jedoch nicht vor, dass drei Netze modelliert werden müssen. Das nach der Agora/BET-Methode modellierte Netz enthält vielmehr alle Maßnahmen, die nach den Szenarien des Szenariorahmens erforderlich sind, und entspricht damit den Vorgaben aus § 12b Abs. 2 S. 1 EnWG.

Auch die zusätzliche zeitliche Priorisierung der Maßnahmen, die bei der Agora/BET-Methode vorgenommen wird, ist mit den Vorgaben des Gesetzes konform. Zwar sind alle ermittelten Maßnahmen wirksam und erforderlich, um einen zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten, siehe sub C. I. 1. b) (bb) (1). Eine zusätzliche Priorisierung steht jedoch im Einklang mit dem Merkmal der Bedarfsgerechtigkeit. Würde dies dasselbe bedeuten wie wirksam und erforderlich, wäre es überflüssig. Vielmehr

enthält die Bedarfsgerechtigkeit eine zusätzliche zeitliche Komponente: Der Bedarf an Netzausbau ist zeitlich gestaffelt in dem Sinne, dass nicht alle Maßnahmen gleichzeitig begonnen werden müssen, um dem Bedarf des Zieljahres genügen zu müssen. Diese Auslegung wird dadurch bestätigt, dass der Gesetzgeber selbst in § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 1 EnWG vorgibt, dass im Netzentwicklungsplan die Netzausbaumaßnahmen, die in den nächsten drei Jahren ab Feststellung des Plans durch die Regulierungsbehörde für einen sichereren Netzbetrieb erforderlich sind, angegeben werden. Er hält die Festlegung einer zeitlichen Rangfolge daher ebenfalls für geboten.¹⁵

Ganz im Gegenteil entspricht die Agora/BET-Methode den gesetzgeberischen Zielvorstellungen und gesetzlichen Vorgaben besser als das bisher praktizierte Verfahren, dazu sub C. I. 2.

(3) Auslegung der Kriterien durch die Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur hat bei der Prüfung des Netzentwicklungsplans-E die Merkmale des § 12b Abs. 1 EnWG teilweise anders ausgelegt als oben sub C. I. 1. b) bb) (1). Sie ging davon aus, ihr obliege der „vernünftige Ausgleich zwischen der einerseits bestehenden generellen Notwendigkeit eines Netzausbaus sowie der derzeit rechtlich und planerisch bestehenden uneingeschränkten Verpflichtung zum Netzausbau auch bei nur geringem Bedarf und der andererseits existierenden Ungewissheit über die Entwicklung der Planungsgrundlagen und möglicher unnötiger Folgekosten für nicht oder nicht mehr wie im geplanten Maße erforderliche Maßnahmen (...). Ein solcher Ausgleich kann (...) durch die Einbeziehung einer selbständigen Erforderlichkeitsprüfung für wirksame und bedarfsgerechte Maßnahmen gefunden werden“.¹⁶ Der bestätigte Netzentwicklungsplan solle „schon aus Gründen der Verhältnismäßigkeit nur Maßnahmen enthalten, deren Umsetzung auch angesichts der bestehenden Ungewissheiten über die energiewirtschaftliche Entwicklung angemessen ist“.¹⁷

Eine Maßnahme sei daher wirksam, wenn sie entweder

¹⁵ Ruge in: *Berliner Kommentar zum EnWG*, 3. Aufl. 2014, § 12b Rz. 60

¹⁶ Bundesnetzagentur: *Szenariorahmen 2011*, S. 104

¹⁷ Bundesnetzagentur: *Szenariorahmen 2011*, S. 104

- den (n-1)-sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes sicherstellt oder
- unverhältnismäßigen Aufwand zur Behebung von Überlastungen in untergelagerten Netzebenen vermeidet oder
- zu einer gewollten Erhöhung der grenzüberschreitenden Transportkapazität führt oder
- ungewollte physikalische Ringflüsse über das europäische Ausland merklich reduziert.¹⁸

Eine Maßnahme sei bedarfsgerecht, wenn sich für die Maßnahme eine zulässige Auslastung ergebe und sie einer konkreten Veränderung in der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur Rechnung trage.¹⁹

Eine Maßnahme sei erforderlich, wenn sie nicht nur bedarfsgerecht, sondern auch gegenüber Veränderungen der Netzentwicklungsplanung in einem gewissen Maße widerstandsfähig und damit robust sei.²⁰

Unter Zugrundlegung dieser Auslegung bestätigte sie von den 73 im Netzentwicklungsplan 2012-E von den Übertragungsnetzbetreibern vorgesehenen Netzausbaumaßnahmen lediglich 51.

Ob nach der Agora/BET-Methode ermittelte Netzausbaumaßnahmen diesen so verstandenen Kriterien genügen würden, kann abstrakt – ohne Kenntnis der einzelnen Maßnahmen – nicht überprüft werden.

Die Auslegung der Bundesnetzagentur ist aber jedenfalls nicht bindend. Auch kann dem Bedürfnis, angesichts der Ungewissheit des tatsächlich erforderlichen Netzausbaus unter den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen noch einmal eine zusätzliche Auswahl zu treffen, auch mit der in der Agora/BET-Methode vorgesehenen

¹⁸ Bundesnetzagentur: *Szenariorahmen 2011*, S. 106

¹⁹ Bundesnetzagentur: *Szenariorahmen 2011*, S. 108

²⁰ Bundesnetzagentur: *Szenariorahmen 2011*, S. 109

Festlegung einer zeitlichen Rangfolge der Netzausbaumaßnahmen begegnet werden, siehe sub C. I. 2. b).

2. Vorzugswürdigkeit der der Agora/BET-Methode zur bisherigen Vorgehensweise

Die Agora/BET-Methode entspricht den gesetzlichen Vorgaben besser als die bisher von den Übertragungsnetzbetreibern praktizierte Vorgehensweise.

a) Szenariorahmen

Die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur haben im ersten Durchgang der Szenarienentwicklung lediglich die Werte der Erzeugung und des Verbrauchs von Energie variiert. Die Bundesnetzagentur ist den Übertragungsnetzbetreibern darin gefolgt.

Dabei wurde das Zusammenspiel der Faktoren, die das Thema „Zukünftige Transportaufgabe des Netzes“ beeinflussen, nicht berücksichtigt. Das Ergebnis waren daher lediglich Leitplanken der zukünftigen Entwicklung.

Dem Regelungszusammenhang der Kriterien aus § 12a Abs. 1 EnWG – angemessen und wahrscheinlich, siehe sub C. I. 1. a) bb) – entspricht die Agora/BET-Methode weitaus besser, wenn sie die zugrunde gelegten angemessenen Annahmen zueinander in Beziehung setzt (und somit einen Raum der zukünftigen Entwicklung aufspannt) und mittels Konsistenzmatrix die konsistenten und damit wahrscheinlichen Kombinationen der Einflussfaktoren in Szenarien bündelt. Beide Kriterien erhalten so eine eigenständige Bedeutung und ergänzen sich.

b) Netzentwicklungsplan

Das bisherige Vorgehen bei der Auswahl der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen orientierte sich an den Maßnahmen, die für das Leitszenario B als erforderlich angesehen wurden. Das führte dazu, dass alle Maßnahmen, die im Netzentwicklungsplan 2012 bestätigt wurden, zwar in der Schnittmenge aller drei Szenarien lagen. Maßnahmen, die nur nach den Szenarien A oder C erforderlich gewesen wären, fanden jedoch keine Aufnahme in den Netzentwicklungsplan.

Dieser Ansatz widerspricht schon dem Wortlaut von § 12 Abs. 2 EnWG, der besagt, dass der Netzentwicklungsplan alle Maßnahmen enthalten soll, die nach den Szenarien erforderlich sind.

Er entspricht auch nicht dem gesetzgeberischen Ziel, ein möglichst zukunftsicheres, robustes Netz zu entwickeln: Denn die Netzausbaumaßnahmen des Netzentwicklungsplans 2012 decken nicht alle aus den Szenarien abgeleiteten und damit wahrscheinlichen Netznutzungsfälle ab (schließlich waren auch die Szenarien A und C wahrscheinlich im Sinne von § 12a Abs. 1 EnWG).

Ein nach der Agora/BET-Methode entwickeltes Netz würde hingegen allen Netznutzungsfällen aller Szenarien gerecht. Es ist somit robust in dem Sinne, dass es alle noch im Szenariorahmen als wahrscheinlich angesehenen Entwicklungen auffangen würde.

Auch die zusätzliche Festlegung einer zeitlichen Rangfolge für die Maßnahmen entspricht den gesetzgeberischen Zielen in besonderem Maße. Sie steht in Einklang mit einer Auslegung des Merkmals der Bedarfsgerechtigkeit, die diesem eine eigenständige Bedeutung verleiht, siehe sub C. I. 1. b) bb) (1) und (2). Sie würde zudem gewährleisten, dass Änderungen in der Einschätzung der Zukunft die Notwendigkeit bereits bestätigter und gegebenenfalls begonnener Netzausbaumaßnahmen nur im Ausnahmefall entfallen ließen: Durch die Änderung der Einschätzung der Zukunft verändert sich auch der Szenariorahmen. Dabei kann es dazu kommen, dass ursprünglich als notwendig identifizierte Netzausbaumaßnahmen außerhalb des Zukunftskegels liegen.

Es ist wahrscheinlich, dass diese Änderungen sich eher in der ferneren Zukunft abspielen werden. Die Priorisierung würde somit auch dem von der Bundesnetzagentur identifizierten Bedürfnis entsprechen, angesichts der Ungewissheit über die Entwicklung der Planungsgrundlagen und möglicher unnötiger Folgekosten unter den von den Übertragungsnetzbetreibern als wirksam und erforderlich ermittelten Netzausbaumaßnahmen eine (weitere) Auswahl zu treffen.

3. Vereinbarkeit der von Agora/BET gesetzten Prämissen zur sinnvollen Dimensionierung des Netzes mit geltendem Recht

a) Prämissen

Auch ein Netz, das allen Netznutzungsfällen aller gebildeten Netze gerecht wird, soll eine volkswirtschaftlich sinnvolle Dimension haben. Dies kann insbesondere durch bestimmte regulatorische Maßnahmen erreicht werden, die den Netzausbaubedarf begrenzen.

In der von Agora und BET durchgeführten exemplarischen Netzausbauplanung wurden dazu zwei entsprechende Mechanismen identifiziert:

- Abregelung Erneuerbarer Energien: Es gibt ein Erzeugungsmanagement bei den Erneuerbaren Energien. Das Netz muss also nicht derart ausgebaut werden, dass es auch noch die *letzte Kilowattstunde*, zum Beispiel in windstarken Stunden, transportieren können muss.
- Sinnvolle Allokation von Kraftwerken: Neue Kraftwerke, die nicht prinzipiell an bestimmte Standorte gebunden sind, werden durch einen geeigneten Mechanismus so platziert, dass allein durch ihren Standort kein signifikanter zusätzlicher Netzausbaubedarf entsteht.

Damit diese Prämissen bei einer erneuten Bedarfsermittlung wiederum gesetzt werden könnten, müsste ihr Eintritt wahrscheinlich im Sinne von § 12a EnWG sein.

b) Gesetzgeberische Vorgaben

Derzeit gilt noch der Einspeisevorrang der Erneuerbaren Energie nach § 8 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Eine Abregelung ist gemäß § 11 Abs. 1 EEG nur zur Vermeidung von Engpässen gestattet. Auch einen Allokationsmechanismus für Kraftwerke gibt es derzeit noch nicht.

Allerdings muss bei der Ermittlung der wahrscheinlichen Szenarien nicht zwingend vom gesetzlichen Rahmen zum Zeitpunkt der Szenarienerstellung ausgegangen werden.²¹ Denn die Beurteilung der Wahrscheinlichkeit einer Entwicklung ist immer eine – zumindest teilweise ungewisse – Prognoseentscheidung, bei deren Einschätzung die Übertragungsnetzbetreiber einen Beurteilungsspielraum haben.²² Ferner hat der Gesetzgeber selbst eine zusätzliche Unsicherheit in den Gesetzestext aufgenommen und damit akzeptiert, indem er die „wahrscheinliche Entwicklung“ von den „mittel- und langfristigen energiepolitischen Zielen der Bundesregierung“ abhängig gemacht hat (§ 12a Abs. 1 S. 2 EnWG). Ziele der Bundesregierung sind gerade (noch) keine gesetzlichen Vorgaben. Demgemäß hat auch die Bundesnetzagentur im ersten Verfahren der Netzausbauplanung (lediglich) po-

²¹ So aber Bundesnetzagentur: *Szenariorahmen 2011*, S. 36; Ruge in: *Berliner Kommentar zum EnWG*, 3. Aufl. 2014, § 12a Rz. 71

²² vgl. Ruge in: *Berliner Kommentar zum EnWG*, 3. Aufl. 2014, § 12a Rz. 70

litische Zielvorgaben für den Ausbau der Erneuerbaren Energien als Eingangsgröße für Szenario C übernommen.²³

Diese Formulierung des Gesetzes erklärt sich vor dem Hintergrund, dass für die Bedarfsermittlung beim Netzausbau nach der gesetzlichen Konzeption die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur zuständig sind. Diese ermitteln die Einflussfaktoren und deren zukünftige Entwicklung, bewerten die Korrektheit der angewandten Methoden und die Plausibilität der Szenarien. Die Ermittlung des Netzausbaubedarfs ist somit nicht nur dem eigentlichen Gesetzgebungsverfahren vorgelagert. Der Gesetzesinitiator Bundesregierung erhält mit dem Netzentwicklungsplan einen Gesetzesentwurf, ohne den Bedarf selber ermitteln zu müssen. Für die notwendige Rückkopplung an die Politik sorgt § 12a Abs. 1 S. 2 EnWG. Dieser soll es den Netzplanern ermöglichen, auch künftige gesetzliche Entwicklungen zu berücksichtigen. Indem der Gesetzgeber diese anschließend mit Erlass des Bundesbedarfsplangesetzes in seinen Willen aufnimmt, legt er sich hinsichtlich dieser Entwicklungen zudem eine Selbstbindung auf.

c) Wahrscheinlichkeit im Sinne von § 12a EnWG der Prämissen

Danach ist die Abregelung der Erneuerbaren Energien „wahrscheinlich“ im Sinne von § 12a Abs. 1 S. 2 EnWG:

Die Abregelung der Erneuerbaren Energien ist im Koalitionsvertrag für die 18. Legislaturperiode vorgesehen. Dabei wird darauf hingewiesen, dass dies ein Mittel zur Begrenzung der Kosten des Netzausbaus darstellt.²⁴

Die Beurteilung eines Allokationsmechanismus für Kraftwerke fällt hingegen anders aus:

Zwar ist im Koalitionsvertrag vorgesehen, dass die Härtefallregelung im Falle des Einspeisemanagements, § 12 EEG, so überarbeitet wird, dass die Netzsituation bei der Platzierung von Neuanlagen berücksichtigt wird.²⁵

Dies betrifft aber nur die Allokation von Erzeugungsanlagen aus Erneuerbaren Energien. Konventionelle Kraftwerke sind damit gerade nicht gemeint.

²³ Bundesnetzagentur: *Szenariorahmen 2011*, S. 34

²⁴ *Deutschlands Zukunft gestalten*, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, S. 55.

²⁵ *Deutschlands Zukunft gestalten*, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, S. 55.

II.

(Verpflichtende) Verwendung der Methode

1. Verwendung durch Übertragungsnetzbetreiber

Die Bundesnetzagentur wäre gemäß § 12c Abs. 6, 1. Var. EnWG berechtigt, die Übertragungsnetzbetreiber zur Verwendung der Agora/BET-Methode zu verpflichten.

Nach § 12c Abs. 6, 1. Var. EnWG kann die Regulierungsbehörde durch Festlegung nach § 29 EnWG nähere Bestimmungen zu Inhalt und Verfahren der Erstellung des Netzentwicklungsplans treffen.

Davon ist insbesondere die Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber, eine bestimmte Methode zur Netzplanung zu verwenden, umfasst. Ansonsten hätte die Festlegungsermächtigung keinen praktischen Regelungsgehalt. Der generelle Verfahrensablauf, insbesondere der zeitliche Ablauf und das Verhältnis zwischen Planung durch die Übertragungsnetzbetreiber, Beteiligung der Öffentlichkeit und Prüfung und Genehmigung durch die Bundesnetzagentur ist bereits durch den Gesetzgeber geregelt worden (siehe sub A.). Die Ermächtigung in § 12c Abs. 6, Var. 1 EnWG muss also darüber hinausgehen. § 12c Abs. 6, 1. Var. EnWG kann auch nicht so ausgelegt werden, dass er allein zur konkreteren Regelung der Öffentlichkeitsbeteiligung ermächtigt. Dazu besteht mit § 12c Abs. 6, 2. Var. EnWG eine spezielle Ermächtigung.

Gegen diese Auslegung ließe sich allein anführen, der Gesetzgeber habe sich bewusst dafür entschieden, die Planung des Netzausbaus allein den Übertragungsnetzbetreibern zu übertragen und damit ihre unternehmerische Eigenverantwortung zu wahren.²⁶ Es ließe sich dann argumentieren, dass die Vorgabe einer bestimmten Methode zur Netzplanung ein Eingriff in diese unternehmerische Eigenverantwortung wäre.

Für eine derart enge Auslegung bieten aber weder der Gesetzeswortlaut noch die Gesetzesmaterialien Anhaltspunkte. Dagegen sprechen schon die Kontroll- und Änderungsbefugnisse der Bundesnetzagentur in den §§ 12a Abs. 4, 12c Abs. 1 S. 2, Abs. 4 EnWG. Auch die Gesetzesbegründung steht einer derart einschränkenden Auslegung von § 12c Abs. 6 EnWG entgegen. Der Gesetzgeber wollte mit der Festlegungsbefugnis nicht nur gewährleisten, dass die Verfahrensabläufe zügig an die gemachten Erfahrungen angepasst werden können, sondern auch, dass „gänzlich neue Entwicklungen“ berücksichtigt werden können.²⁷

²⁶ So Ruge in: *Berliner Kommentar zum EnWG*, 3. Aufl. 2014, § 12a Rz. 61, § 12b Rz. 45

²⁷ Bundestags-Drucksache 17/6072, S. 69

Bei dem Konzept des gemeinsamen, nationalen Netzentwicklungsplans handele es sich um ein neues Institut, daher müssten die Rahmenbedingungen „lernfähig und flexibel“ sein.²⁸

Selbst wenn man der oben dargestellten engen Auslegung folgen würde, wäre der Eingriff in den Verantwortungsbereich der Übertragungsnetzbetreiber nicht schwerwiegend. So würden sie insbesondere die maßgeblichen Einflussfaktoren bei der Erstellung des Szenariorahmens festlegen (Deskriptoren und deren Projektionen, Prämissen). Bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans gehen sie schon bisher mit Marktmodellierung und Lastflusssimulation vor,²⁹ sodass die Verwendung der Agora/BET-Methode keine Veränderung darstellen würde.

2. Verwendung durch die Bundesnetzagentur

Auch die Bundesnetzagentur könnte die Agora/BET-Methode im Rahmen ihrer Befugnisse zur Prüfung des von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Szenariorahmens beziehungsweise der Netzentwicklungsmaßnahmen verwenden. Die §§ 12a ff. EnWG machen der Bundesnetzagentur keine Vorgaben, wie sie ihre Prüf- und Kontrollbefugnisse nach §§ 12a, c EnWG wahrnehmen darf.

Allerdings würde die Bundesnetzagentur ihrer Stellung im Verfahren entsprechend lediglich die Planung der Übertragungsnetzbetreiber „prüfen“, vgl. § 12c Abs. 1 S. 1 EnWG. Sie dürfte ihre eigenen Berechnungen nicht an die Stelle derer der Übertragungsnetzbetreiber setzen.³⁰ Hielte sie zusätzliche Netzausbaumaßnahmen für erforderlich, dürfte sie deren Aufnahme in den Netzentwicklungsplan nicht verlangen. Damit wäre insbesondere nicht gewährleistet, dass der Netzentwicklungsplan alle Maßnahmen enthält, die nach allen Szenarien des Szenariorahmens erforderlich sind, vgl. sub A.I.2. a), C. I. 2. b).

III.

Akteure der Netzplanung: Besetzung und Verankerung einer Netzplanungskommission

Die Agora/BET-Methode bietet besonders bei der Erstellung des Szenariorahmens (Setzung der Prämissen, Auswahl der Deskriptoren und ihrer Projektionen) die Möglichkeit, die erste Stufe der (Netz-)Bedarfsermittlung unter Beteiligung von Akteuren aus unterschiedlichen Bereichen transparent und nachvollziehbar zu gestalten. Will

²⁸ Bundestags-Drucksache 17/6072, S. 69

²⁹ vgl. Netzentwicklungsplan-E 2012, Kapitel 4 Marktsimulation, Kapitel 5 Netzanalysen

³⁰ Ruge in: *Berliner Kommentar zum EnWG*, 3. Aufl. 2014, § 12c Rz. 16

man diese Möglichkeit nutzen und die Netzausbauplanung einer Kommission anvertrauen, die unter Beteiligung der Öffentlichkeit eigenständig und weisungsunabhängig die tatsächlichen Rahmenbedingungen des Netzausbaubedarfs ermittelt, stellt sich die Frage, welche Möglichkeiten und Grenzen das geltende Recht für die Einsetzung einer solchen Kommission bietet.

1. Einrichtung einer beratenden Kommission bei der Bundesnetzagentur

Die Einrichtung einer Kommission bei der Bundesnetzagentur, die diese bei ihrer Entscheidung nach § 12a Abs. 3 (Genehmigung des Szenariorahmens) und ihrer Prüfung nach § 12c Abs. 1 S. 1, Abs. 4 EnWG (Bestätigung des Netzentwicklungsplans) unterstützt, wäre nach § 64 Abs. 1 EnWG möglich.

Nach § 64 EnWG kann die Bundesnetzagentur auf wissenschaftliche Unterstützung zurückgreifen, insbesondere nach § 64 Abs. 1 EnWG zur Vorbereitung ihrer Entscheidungen wissenschaftliche Kommissionen einsetzen.

Eine derartige Kommission würde jedoch den folgenden Beschränkungen unterliegen:

- Die Mitglieder der Kommission müssen nach § 64 Abs. 1 S. 2 a.E. EnWG auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Energieversorgung über besondere Erfahrungen und über ausgewiesene wissenschaftliche Kenntnisse verfügen. Ausschließlich in der Praxis erworbene Erfahrungen würden eine Berufung als Kommissionsmitglied ausschließen.³¹ Damit wäre eine Besetzung der Kommission mit Mitgliedern der Öffentlichkeit ausgeschlossen, wenn diese nicht über ausgewiesene wissenschaftliche Kenntnisse verfügen.
- Die Einbeziehung externen Sachverständigen nach § 64 EnWG darf nicht dazu führen, dass die für die Bundesnetzagentur handelnden Amtsträger die Ergebnisse der Kommission ohne Weiteres übernehmen. § 64 EnWG ermächtigt die Bundesnetzagentur dazu, Unterstützung einzuholen. Sie muss die Ergebnisse der Kommission jedoch eigenständig überprüfen und die ihr vom Gesetz übertragene Entscheidung selbständig treffen.³²
- Die Aufgaben der Kommission würden nicht weiter gehen als die Aufgaben der Bundesnetzagentur. Die Bundesnetzagentur prüft im Verfahren der Netzbedarfsermittlung nur die planerischen Überlegungen der Übertragungsnetzbetreiber, entwickelt aber nicht selber den Szenariorahmen, sie-

³¹ Geppert/Schütz in: Becker'scher Online-Kommentar zum TKG, § 125 Rn. 11

³² Hermes in: Britz/Hellermann/Hermes: EnWG, 2. Aufl. 2010, § 64 Rn. 3

he sub C. II. 2. Auch eine von der Bundesnetzagentur eingesetzte Kommission könnte den Szenariorahmen nicht selbst entwickeln, sondern nur den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Szenariorahmen prüfen.

2. Übertragung der Szenarientwicklung von den Übertragungsnetzbetreibern auf unabhängige Kommission

Gemäß den §§ 12a ff. EnWG sind die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur für die Netzausbauplanung zuständig. Dabei liegt die Planung nach der gesetzlichen Konzeption bei den Übertragungsnetzbetreibern, während die Bundesnetzagentur die ihr vorgelegten Pläne prüft und genehmigt (§ 12a Abs. 4 EnWG) und bestätigt (§ 12c Abs. 4 EnWG). Will man die Expertenkommission mit der eigentlichen Planung betrauen, sollte sie im ersten Schritt der Netzausbauplanung, also auf Ebene der Übertragungsnetzbetreiber, tätig werden.

a) Möglichkeiten nach geltendem Recht

In welchem Rahmen die Übertragungsnetzbetreiber den Szenariorahmen erstellen, ist ihnen selbst überlassen. Dabei müssten lediglich die oben – sub C. I. 1. a) bb) – dargestellten methodischen Vorgaben eingehalten werden. Die Übertragungsnetzbetreiber könnten daher jederzeit (freiwillig) die Szenarientwicklung einer Kommission übertragen, die die Szenarien unter Beteiligung der Öffentlichkeit bildet.

Fraglich ist, ob sie bereits nach geltendem Recht zur Einsetzung einer solchen Kommission verpflichtet werden können. In Betracht kommt eine Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 12c Abs. 6, 1. Var. EnWG.

aa) Kommission als entscheidender Akteur

Die Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber, eine Kommission einzusetzen, die unabhängig von den Übertragungsnetzbetreibern in eigener Verantwortung die Szenarien entwickelt, wäre nach geltendem Recht nicht möglich.

§ 12c Abs. 6 EnWG ermächtigt die Bundesnetzagentur zur Regelung näherer Bestimmungen zu Inhalt und Verfahren der Erstellung des Netzentwicklungsplans. Die Festlegungskompetenz betrifft nach ihrem Wortlaut nur das Wie der Netzplanung, nicht aber das Wer.

Eine systematische Auslegung bestätigt diese Bedenken: Der Gesetzgeber hat das Verfahren der Netzausbaubedarfsermittlung in den

§§ 12a ff. EnWG geregelt und hierbei auch die wesentlichen Akteure (Übertragungsnetzbetreiber, Bundesnetzagentur, Öffentlichkeit) sowie ihre jeweilige Rolle geregelt. Dem würde es zuwiderlaufen, wenn die Bundesnetzagentur durch Festlegung einen Teil der Planungsaufgabe der Übertragungsnetzbetreiber auf eine externe Kommission verlagern könnte. Möglich wäre es allenfalls, die Übertragungsnetzbetreiber durch eine Festlegung zu verpflichten, die Agora/BET-Methode bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs zu verwenden. Damit würde nur das Wie des Verfahrens festgelegt (siehe sub C. II. 1.), nicht aber die den Übertragungsnetzbetreibern zugewiesene Aufgabe komplett auf eine externe Kommission verlagert.

bb) Kommission als lediglich beratender Akteur

Möglich wäre es aber, die Übertragungsnetzbetreiber nach § 12c Abs. 6 EnWG zu verpflichten, eine lediglich beratende Kommission einzusetzen. Den Übertragungsnetzbetreibern obläge weiterhin die Entscheidung über die Szenarien. Ihre gesetzlich zugewiesene Aufgabe und Verantwortung bliebe bestehen.

b) Einsetzung durch Änderung des EnWG

Um den Prozess der Szenarien-Entwicklung nach der Agora/BET-Methode vollständig einer Kommission (Kommission Szenarienentwicklung) zu übertragen und damit schon bei der Entwicklung der Szenarien alle relevanten Akteure, insbesondere die Öffentlichkeit, zu beteiligen, müsste das EnWG, insbesondere § 12a EnWG, geändert werden.

Dabei ist der Gesetzgeber in der Ausgestaltung der Kommission frei. Insbesondere bestehen keine Bedenken gegen eine Übertragung der Planung von den bisher zuständigen Übertragungsnetzbetreibern auf eine externe Kommission. Die Planung des zukünftigen Netzes ist keine grundrechtlich geschützte Position der Übertragungsnetzbetreiber. Der Gesetzgeber des bisherigen § 12a EnWG hat sie ihnen allein aufgrund ihrer Sachnähe übertragen.

Der Gesetzgeber könnte den Prozess der Szenarienentwicklung auch insgesamt auf eine Kommission übertragen, also auf eine Genehmigung des durch die Kommission entwickelten Szenariorahmens durch die Bundesnetzagentur verzichten.

Für die Kommission Szenarienentwicklung könnte die Kommission zur Lagerung hoch radioaktiver Abfallstoffe (Kommission StandAG) nach § 3

Standortauswahlgesetz (StandAG) als Vorbild herangezogen werden. Die Kommission StandAG soll – vor dem eigentlichen Standortauswahlverfahren – „Grundsatzfragen“ für die Entsorgung radioaktiver Abfälle untersuchen und bewerten.³³ Dazu zählen nach § 4 Abs. 2 Nr. 2 StandAG auch die (tatsächlichen) Entscheidungsgrundlagen für die spätere Standortauswahl. Sie wird damit zukunftsgerichtet in einem Bereich gesamtgesellschaftlicher Bedeutung tätig. Ihre Aufgabe ist somit derjenigen einer Kommission, die Zukunftsszenarien von Energieerzeugung und -verbrauch entwickelt, durchaus vergleichbar.

- Diese Kommission StandAG besteht aus Vertretern von Politik, Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft (§ 3 Abs. 1 S. 2 StandAG).
- Stimmberechtigt sind nur die Mitglieder aus Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft (§ 3 Abs. 5 S. 4 StandAG).
- Sie ist beim federführenden Ausschuss des Deutschen Bundestags angesiedelt und wird von einer Geschäftsstelle unterstützt, § 3 Abs. 1 S. 6 StandAG.
- Die Kommission StandAG kann Sachverständige anhören und externe wissenschaftliche Gutachten beauftragen, § 4 Abs. 3 S. 3 StandAG.
- Die Sitzungen der Kommission StandAG sind öffentlich, insbesondere können sie als Livestream im Internet übertragen werden, § 5 Abs. 1 StandAG. Sie beteiligt die Öffentlichkeit durch frühzeitige Unterrichtung der Öffentlichkeit im Rahmen von Bürgerdialogen und -versammlungen und durch geeignete Medien, § 5 Abs. 3 StandAG. Die Öffentlichkeitsbeteiligung soll durch ihre Geschäftsstelle organisiert werden.

Angesichts der bisherigen Öffentlichkeitsbeteiligung³⁴ ist auch für die zukünftigen Verfahren der Netzausbauplanung mit einer regen Öffentlichkeitsbeteiligung zu rechnen. Es wäre daher sinnvoll, die Kommission Szenarientwicklung bei der Bundesnetzagentur einzurichten. Diese könnte als Geschäftsstelle für die Kommission dienen und etwa die Öffentlichkeitsbeteiligung durchführen und der Kommission entsprechenden Input liefern.

³³ Bundestags-Drucksache 17/13471, S. 20

³⁴ vgl. Szenarirahmen 2011, S. 7-9; Netzentwicklungsplan 2012, S. 20-27

IV.

Durchführung der Netzplanung im mehrjährigen Turnus

Gemäß §§ 12a, b EnWG ist das Verfahren der Netzausbauplanung (Erstellung von Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan), jährlich durchzuführen. Fraglich ist, ob der Gesetzgeber dies ändern und etwa einen zweijährigen Turnus vorsehen könnte.

Die gesetzgeberischen Vorgaben aus §§ 12a, b EnWG beruhen auf Art. 22 Abs. 1 EitRL, der die Übertragungsnetzbetreiber zur jährlichen Vorlage eines Netzentwicklungsplans bei der Regulierungsbehörde verpflichtet.

Die in den §§ 12a, b EnWG vorgenommene Umsetzung ist jedoch nicht zwingend durch Art. 22 EitRL vorgegeben. Art. 22 EitRL ist seiner systematischen Stellung nach nur auf unabhängige Übertragungsnetzbetreiber im Sinne der Richtlinie anwendbar (vgl. Kapitelüberschrift: Kapitel V. Unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber (ITO)). Dies sind in Deutschland nur die Amprion GmbH und Transnet GmbH BW, 50Hertz Transmission GmbH und Tennet Holding B. V. als „eigentumsrechtlich entflochtene“ Übertragungsnetzbetreiber im Sinne von Art. 9 Abs. 1 EitRL. Der deutsche Gesetzgeber hielt die Erstreckung der Verpflichtung auf alle Übertragungsnetzbetreiber für sachdienlich, da nur so ein „gemeinsamer“ Netzentwicklungsplan entstehen könne. Investitionen in ein Netz, die gegebenenfalls Investitionen in das benachbarte Netz überflüssig machten, würden nur auf diese Weise berücksichtigt.³⁵

Der Gesetzgeber war jedoch nicht gezwungen, die Regelungen des Art. 22 EitRL in §§ 12a ff. EnWG, den Regelungen über den Netzausbau, umzusetzen. Art. 22 EitRL ist nach seinem Sinn und Zweck nicht auf die Planung und Durchführung des Netzausbaus durch die Mitgliedsstaaten anwendbar, sondern enthält Vorgaben zur Entflechtung der Übertragungsnetzbetreiber. Er dient dazu, die Verwirklichung des Elektrizitätsbinnenmarkts durch tatsächliche Wettbewerbshindernisse, wozu der Unionsgesetzgeber die mangelnde Entflechtung zählt, zu beseitigen. Art. 22 EitRL ist Ausdruck des Misstrauens gegenüber der schwächsten Entflechtungsform; hier sollte gesondert kontrolliert werden, ob die unabhängigen Übertragungsnetzbetreiber genügend Investitionen ins Netz vornehmen, damit ungehinderter Wettbewerb stattfinden kann. Er soll jedoch nicht die Mitgliedsstaaten dazu verpflichten, ob und wie sie ihre Netze auszubauen haben. Zu einer derartigen Regelung wäre die Union auch gar nicht befugt: Gemäß Art. 170 AEUV trägt sie zum Auf- und Ausbau transeuropäischer Netze im Bereich der Energieinfrastruktur bei. Die eigentliche, primäre Zuständigkeit für Planung und Bau der betreffenden Infrastrukturen liegt bei den Mitgliedsstaaten, die Union hat lediglich koordinierende und orientierende Funktion.³⁶ Zuständigkeiten der Union in an-

³⁵ vgl. Bundestags-Drucksache 17/6072, S. 68

³⁶ Voet van Vormizeele in: Schwarze/Becker/Hatje/Schoo: EU-Kommentar, 3. Aufl. 2012, Art. 170 AEUV, Rn. 8; vgl. auch den Maßnahmenkatalog in Art. 171 Abs. 1 AEUV

deren Bereichen (beispielsweise der Grundfreiheiten oder des Wettbewerbs) würden sie lediglich dazu ermächtigen, den Mitgliedsstaaten den Abbau bestehender rechtlicher Hindernisse für Wettbewerb oder Marktfreiheiten aufzugeben. Ein Zubau von Infrastruktur kann nicht verlangt werden.

Einer Änderung der §§ 12a ff. EnWG, die Netzplanung in einem mehrjährigen Rhythmus durchzuführen, stünde europäisches Recht demnach nicht entgegen. Allerdings müsste die Regelung des Art. 22 EitRL dennoch umgesetzt werden, etwa, indem § 10 EnWG entsprechend geändert wird. Dies würde dazu führen, dass Amprion und Transnet BW neben dem gemeinsamen Plan nach §§ 12a ff. EnWG noch einen zusätzlichen jährlichen Netzentwicklungsplan an die Bundesnetzagentur zu übermitteln hätten.

Vorläufige Fassung



Agora Energiewende

Robuste Übertragungsnetze planen

Stellungnahme zum ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2014, eingereicht anlässlich der Konsultation des Netzentwicklungsplans durch die Übertragungsnetzbetreiber.

Berlin, 28. Mai 2014

Transparente Planungsverfahren für die Stromnetze der Zukunft

Der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien im Sinne der Energiewende erfordert Flexibilität im Stromsystem. Netze sind nach allen bisher vorliegenden Analysen die kostengünstigste Flexibilitätsoption. Somit ist der Netzausbau eine zentrale gesellschaftliche Aufgabe für die Umsetzung der Energiewende in der Bundesrepublik. Bislang wird die Diskussion über den Netzausbau politisch motiviert und emotional geführt. Die Debatten stützen sich dabei selten auf nachvollziehbare Fakten, sondern sind stark von Einzelinteressen geleitet. Ein zukunftsfähiges Stromnetz für eine sichere und bezahlbare Versorgung aus Erneuerbaren Energien können wir als Gesellschaft nur gemeinsam umsetzen. Um die dafür notwendige gesellschaftliche Akzeptanz für die Weiterentwicklung unseres Stromnetzes zu schaffen, ist ein kluger und transparenter Netzplanungsprozess notwendig.

Derzeit findet die Konsultation zum ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2014 statt. Wir begrüßen ausdrücklich die Fortschritte im Planungsverfahren, die seit dem ersten Durchgang im Jahr 2011 gemacht wurden. Es findet bereits ein reger Austausch unter Experten, Behörden und Bürgern statt. Die Netzbetreiber haben intern ihre Prozesse optimiert.

Agora Energiewende hat den ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2014 analysiert und eine Reihe von Schwachstellen des Verfahrens identifiziert, die wir bereits in den Konsultationen des Planungsprozesses für den NEP 2012 und NEP 2013 exemplarisch ermittelt und in Stellungnahmen eingereicht hatten.

Vier zentrale Schwachstellen des derzeitigen Verfahrens

Der genehmigte Szenariorahmen enthält drei Szenarien für die wahrscheinliche Entwicklung der nächsten 10 und eines für die der nächsten 20 Jahre.

- Das Szenario B für 2024 wird zum Leitszenario erklärt
- Der genehmigte Netzentwicklungsplan deckt ausschließlich das Leitszenario ab
- Die Eignung des Netzentwicklungsplans für alle anderen Szenarien wurde nicht geprüft
- Der Netzentwicklungsplan ist daher nicht robust, weil er nur für eine einzige wahrscheinliche Zukunft ausgelegt ist



Eine weitere wesentliche Schwachstelle beim derzeitigen Verfahren besteht darin, dass nicht von Anfang an alle ökonomisch vernünftigen Möglichkeiten zur Beschränkung des Netzzubaus einbezogen wurden, wie beispielsweise:

- Abregelung von Einspeisespitzen
- Lastmanagement
- Gezielte Standortwahl für neue Kraftwerke
- Innovative Betriebsmittel

Die zum NEP 2014 erstmals erstellte Prüfung von Sensitivitäten ist ein Schritt in die richtige Richtung. Jedoch ist die separate Darstellung des Sensitivitätenberichts außerhalb des NEP 2014 nicht hilfreich für weitere Analysen. Für den zweiten Entwurf ist es wünschenswert, dass die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur die Erkenntnisse der Sensitivitätenprüfung in den eigentlichen NEP 2014 integrieren. Der Sensitivitätenbericht weist jedoch in einigen Punkten auch Unschärfen auf.

Es ist nicht hinreichend dargestellt, mit welcher Intention die Abregelung von Einspeisespitzen bis zu 5 % der Energiemenge aufgeteilt wurde auf 2,5 % auf Verteilnetzebene sowie 2,5 % auf Übertragungsnetzebene. Die Wirkung von Abregelung ist im Ergebnis der Netzentlastung überraschend gering, dieses Ergebnis ist nicht nachvollziehbar dargelegt. Gegebenenfalls wurden Sicherheitsabschläge eingerechnet, die im Text nicht ausreichend begründet sind. Hier sollten die Hintergrundinformationen bereitgestellt werden.

Die Prüfung der Sensitivitäten anhand des Szenarios A 2024 erschwert den Vergleich mit dem NEP Ergebnis, da Szenario A nicht das Leitszenario des NEP darstellt. Zwar sind die Ziele des Ausbaus der Erneuerbaren Energien in Szenario A 2024 mit rund 45 % nahe an der Zielsetzung der Bundesregierung, jedoch ist die Allokation der Erneuerbaren und die Art des Zubaus nicht vergleichbar. Szenario A 2024 sieht jährlich lediglich 1,3 Gigawatt brutto Zubau für Wind an Land vor, die Bundesregierung plant 2,5 Gigawatt netto pro Jahr.

Grundsätzlich führt der jährlich rollierende Prozess zu Überlappungen der Verfahrensschritte. Diesbezüglich ist dringend zu empfehlen, in einem angepassten Verfahren eine längere Periode von 2 Jahren anzustreben.



Vorschlag einer Alternativen Planungsmethode

Agora Energiewende hat gemeinsam mit BET Aachen in der Studie „Ein robustes Stromnetz für die Zukunft“ eine Evaluierung des neuen Planungsverfahrens vorgenommen und einen Methodenvorschlag erarbeitet, wie die Netzplanung weiter verbessert werden kann. Ziel ist es, ein Stromnetz für die Energiewende zu erarbeiten, das einerseits robust ist mit Blick auf mögliche künftige Entwicklungen, andererseits aber auch alle wirtschaftlich vernünftigen Elemente der Netzminimierung konsequent ausschöpft. Der Methodenvorschlag wurde durch eine Netzberechnung getestet, um seine Anwendbarkeit zu illustrieren.

Die Ergebnisse auf einen Blick:

1. Wenn wir ein Netz für die Zukunft planen, die wir nicht genau kennen, sollte dieses Netz für verschiedene wahrscheinliche Entwicklungen ausgelegt sein. Die Beschränkung auf ein „Leitszenario“ greift zu kurz.
2. Der Planungsprozess sollte von Anfang an alle ökonomisch vernünftigen Möglichkeiten zur Beschränkung des Netzzubaus einbeziehen. Abregelung von Einspeisespitzen, Lastmanagement, gezielte Standortwahl für neue Kraftwerke und innovative Betriebsmittel können den Netzausbaubedarf reduzieren.
3. Um die Durchführbarkeit des hier entwickelten methodischen Ansatzes zu testen, wurde eine partielle Netzberechnung durchgeführt. Der Nachweis wurde erbracht.
4. Dieses Netz stellt nicht mehr als ein Testergebnis für die Planungsmethode dar. Es hat keine Legitimation als Alternative zum bestehenden Netzentwicklungsplan, unter anderem da es auf anderen Prämissen basiert, ohne Mitwirkung der Netzbetreiber und ohne öffentliche Konsultation sowie ohne Prüfung durch die Bundesnetzagentur entstanden ist.

Schlussbemerkung

Der vorliegende Methodenvorschlag hat das Potenzial, den bestehenden Planungsprozess zur Netzentwicklung transparenter zu gestalten und damit die Akzeptanz für Ausbaumaßnahmen in der Bevölkerung zu erhöhen. Agora Energiewende reicht mit dieser Studie einen Diskussionsbeitrag in den laufenden Konsultationsprozess ein und steht für Fragen und Anregungen gerne zur Verfügung.



Die aktuellen Unterlagen zur Agora / BET Studie zu den Methoden der Netzplanung finden Sie im Internet unter: www.agora-energiewende.de

Ansprechpartner:

Lars Waldmann
Agora Energiewende
Rosenstraße 2
10178 Berlin

T +49 30 28 44 901-03

F +49 30 28 44 901-29

M +49 151 27 656 190

I lars.waldmann@agora-energiewende.de

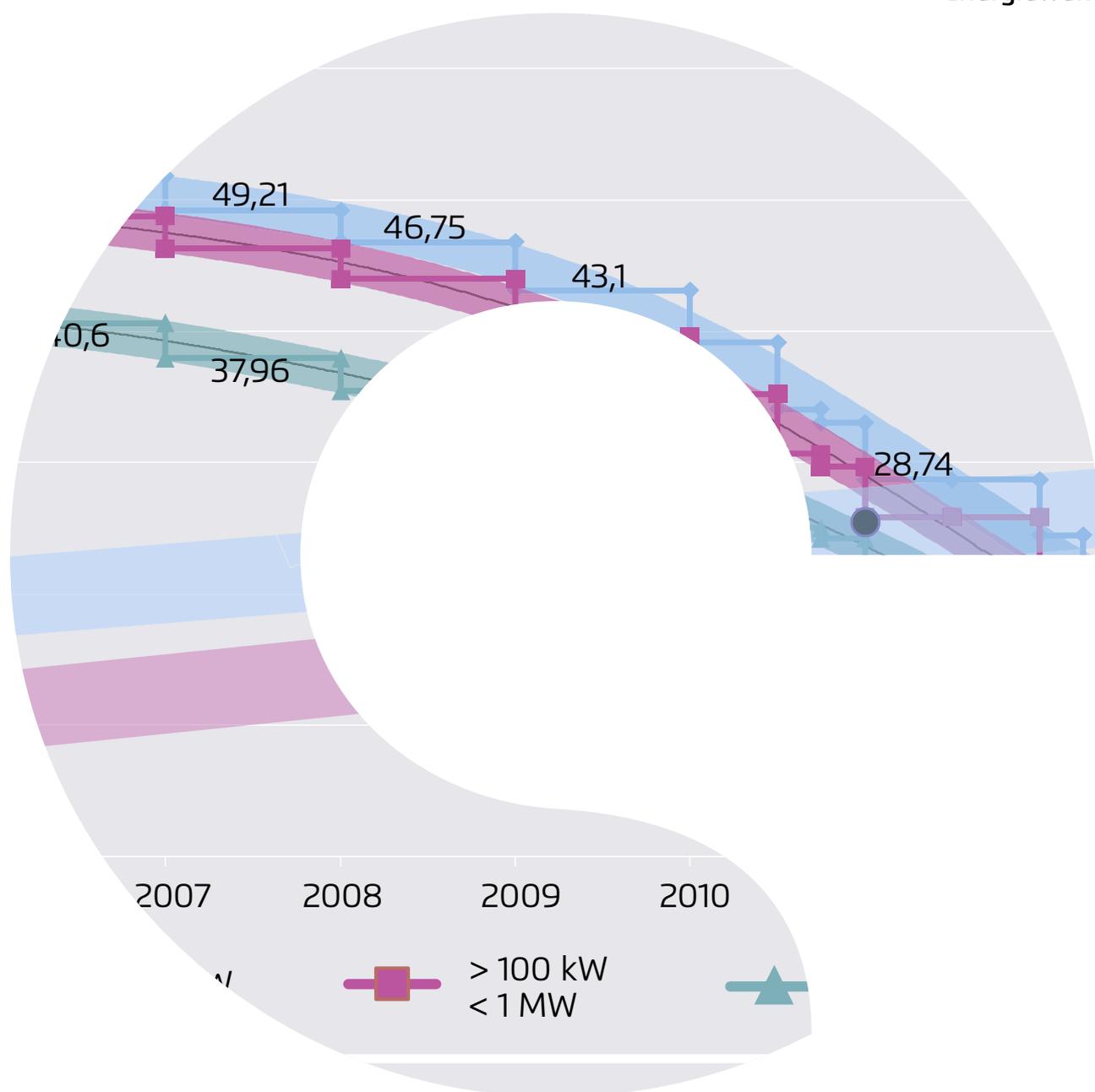
www.agora-energiewende.de

Stromverteilnetze für die Energiewende

Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs
Verteilnetze für die Bundespolitik - Schlussbericht

IMPULSE

Agora
Energiewende



Stromverteilnetze für die Energiewende

IMPRESSUM

SCHLUSSBERICHT

Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs
Verteilnetze für die Bundespolitik

ERSTELLT IM AUFTRAG VON

Agora Energiewende
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

Projektleitung: Lars Waldmann
lars.waldmann@agora-energiewende.de

KONZEPT UND TEXT

Ruggero Schleicher-Tappeser
sustainable strategies, Berlin

TEILNEHMER DES STAKEHOLDER-DIALOGS

Dierk Bauknecht
Bernhard Beck
Thorsten Beckers / Nils Bieschke
Christoph Dany
Bernd Engel
Michael Fiedeldey
Jochen Hauff
Christian Held
Bernd Kördel
Christoph Mayer
Albert Moser
Christoph Roenick
Kurt Rohrig
Oliver U. Stahl
Rainer Stock
Margarete von Oppen
Thomas Weisshaupt
Enno Wieben
Christof Wittwer
Gunnar Wrede

GÄSTE

Barbie Kornelia Haller / Maik Wiesweg

030/02-I-2014/DE

Stand: Dezember 2013

Satz: UKEX GRAPHIC, Ettlingen

Disclaimer

Dieser Bericht ist das Resultat eines moderierten Diskussionsprozesses mit den vorn genannten Teilnehmern.

Er stellt nicht notwendigerweise die Meinung von Agora Energiewende dar.

Wo möglich wurden in diesem Bericht Konsenspunkte und unterschiedliche Ansichten dargestellt. Ein solcher Bericht stellt aber immer einen lesbaren Kompromiss nach einem längeren Diskussionsprozess dar. Insofern werden nicht unbedingt alle einzelnen Handlungsempfehlungen und Aussagen von sämtlichen Teilnehmern geteilt. Zum Prozess siehe Kapitel 1 und Anhang.

Inhalt

Kernbotschaften	4
Zusammenfassung des Berichts	5
1 Der Stakeholder-Dialog Verteilnetze	9
Verteilnetze sind von zentraler Bedeutung für die Energiewende	9
Der Stakeholder-Dialog	9
Strukturierung der Themenfelder	10
Grundlegende Aufgaben in der 18. Legislaturperiode	10
2 Starke Veränderungstreiber: Der Wandel ist nicht aufzuhalten	11
3 Kurzfristige Herausforderungen: Bekannten, bezahlbaren Lösungen den Weg ebnen	14
3.1 Kosten des Netzausbaus	14
3.2 Finanzierung des Netzausbaus	14
3.3 Intelligentes Netzkapazitätsmanagement	15
3.4 Handlungsempfehlungen	20
4 Mittelfristige Herausforderungen: Rechtzeitig Strukturwandel einleiten	21
4.1 Dezentraler Ausgleich	21
4.2 Einbindung von Flexibilität und Eigenversorgung der Kunden	23
4.3 Vermehrte Systemverantwortung der Verteilnetze und Koordination zwischen Systemebenen	28
5 Handlungsfelder der Energiewende: Optionen klären, Interessen abwägen, entscheiden	30
5.1 Anreizregulierung – Innovationen erleichtern	30
5.2 Netzentgelte – an der Leistung orientieren	30
5.3 Marktdesign – Anforderungen an das institutionelle Systemdesign	31
5.4 Energieinformationssystem – wie viel Kommunikation ist nötig?	34
6 Leitbilder und Grundsätze	36
7 Prioritäten für die 18. Legislaturperiode	37
8 Weiterarbeit des Stakeholder-Dialogs nach diesem Bericht	38
Anhang 1: Der Verlauf des Stakeholder-Dialogs	39
Anhang 2: Die Teilnehmer des Stakeholder-Dialogs	40
Anhang 3: Antworten auf den Fragebogen, Juni 2013	41

Kernbotschaften

Den Verteilnetzen kommt bei der Energiewende und im zukünftigen Stromsystem eine zentrale Rolle zu. Damit sie diese wahrnehmen können, müssen in dieser Legislaturperiode wichtige Voraussetzungen geschaffen werden.

- Die Kapazitäten der Verteilnetze müssen kein Hindernis für die Energiewende darstellen. Mit intelligentem Kapazitätsmanagement lässt sich die Aufnahmekapazität für Wind- und Solarstrom relativ schnell auf ein Vielfaches steigern. Dafür steht, auch dank neuer Technologien, ein ganzer Werkzeugkasten verschiedener Instrumente zur Verfügung. Windkraft- und Solaranlagen können verstärkt Systemdienstleistungen im Verteilnetz übernehmen.
- Die zusätzlichen Kosten für die Ertüchtigung der Verteilnetze mit diesem Ansatz sind überschaubar: Bis 2030 werden sie nur einen Bruchteil der bisherigen Gesamtkosten der Verteilnetze betragen.
- Um den Einsatz dieser Instrumente zu erleichtern, sollte die Bundespolitik in dieser Legislaturperiode:
 - den Finanzierungsmechanismus der Netze so gestalten, dass die Effizienzpotenziale innovativer Lösungen besser genutzt werden können.
 - eine langfristige Planung auf allen Netzebenen stärken, unter anderem durch eine transparente, koordinierte Netzentwicklungsplanung für die 110-Kilovolt-Ebene.
 - prüfen, auf welchem Weg eine gesamtwirtschaftlich sinnvolle Vermeidung von Einspeisespitzen rechtlich ermöglicht und umgesetzt werden kann.
 - prüfen, welche Regelungen notwendig sind, damit programmierbare autonome Regler in Kundenanlagen zur Netzstabilisierung beitragen, und ob elektrische Speicher für den Netzbetrieb eingesetzt werden können.
- Bei sehr hohem Anteil von Strom aus Erneuerbaren Energien erfordern die Verlagerung der Einspeisung auf die Verteilnetzebene und die Fluktuation von Wind- und Solarstrom eine Anpassung der Aufgabenverteilung und der Steuerungsprinzipien im gesamten Elektrizitätssystem.

tem. Eine stärkere Systemverantwortung der Verteilnetzbetreiber sowie eine aktivere Rolle der Kunden werden unerlässlich. Entsprechende Änderungen der Rahmenbedingungen können schon heute eingeleitet werden. Erstens, um langfristige Investitionen rechtzeitig in die richtige Richtung zu lenken. Zweitens, um damit schon heute die Kosten der Umstellung weiter zu senken.

- Netzdienliches Verhalten der Kunden anzuregen sowie eine angemessene Verteilung der Systemkosten zu gewährleisten, sind dabei zentrale Aufgaben. Vorwiegend leistungsbezogene Netzentgelte auch in der Niederspannung könnten dazu einen wichtigen Beitrag leisten.
- Diese Herausforderungen für die Verteilnetze erfordern koordinierte Anpassungen in mehreren Bereichen des gesetzlichen Rahmens:
 - Weiterentwicklung der Anreizregulierung
 - Überarbeitung des Systems der Netzentgelte
 - Reform des Marktdesigns
 - Aufbau eines Energieinformationssystems
- Mit diesen Handlungsbereichen muss sich die Bundespolitik in den nächsten Jahren intensiv beschäftigen, um unnötige Kosten für die Ertüchtigung der Verteilnetze beim Übergang zu einer erneuerbaren Stromversorgung zu vermeiden und um der Industrie in Deutschland und Europa bei der Entwicklung der dafür notwendigen intelligenten System- und Regelungslösungen eine Vorreiterrolle zu erhalten. Der Bericht benennt die Fragen und schlägt einen Zeitplan vor.

Zusammenfassung des Berichts

Mit dem Ziel, Handlungsvorschläge für die Bundespolitik zu entwickeln, hat Agora Energiewende knapp 30 Akteure aus dem Umfeld der Verteilnetze für einen Stakeholder-Dialog gewonnen. In drei Workshops und mithilfe eines umfangreichen Fragebogens ist es zunächst vor allem gelungen, die zentralen Herausforderungen und Fragen herauszuarbeiten. Bei einzelnen Fragen vertraten die Teilnehmer, die an einflussreicher Stelle für Netzbetreiber, Energiedienstleister, zuliefernde Industrie, Forschung und Beratung sowie Verbraucher- und Umweltverbände tätig sind, durchaus unterschiedliche Einschätzungen. Insgesamt aber stand eher die gemeinsame Suche nach neuen Perspektiven und Lösungen im Vordergrund. In den Handlungsempfehlungen für die Politik finden sich vor allem Vorschläge für Prüfaufträge, für die die Fragestellungen oder Alternativen präzisiert werden konnten.

Am Ende des Berichts steht ein Zeitplan, wann welche Fragen geklärt werden sollten. Die Argumentation und die Schlussfolgerungen lassen sich wie folgt zusammenfassen.

Starke Veränderungstreiber zwingen zum Umbau der Verteilnetze

Nicht nur die politische Entscheidung für eine Energiewende erfordert die Transformation des Energiesystems, sondern vor allem auch technische, weltwirtschaftliche und gesellschaftliche Entwicklungen. Herausragende technische Treiber sind die Fortschritte in der Photovoltaik, bei der Leistungselektronik, den Energiemanagementsystemen und den Speichern – sie eröffnen neue Möglichkeiten mit weitreichenden Folgen für die Verteilnetze.

Im Stromnetz führt die Zunahme des Anteils von Wind- und Sonnenstrom zum Übergang von kontinuierlicher und zentraler zu fluktuierender und dezentraler Einspeisung in die Netze. Das erfordert grundlegende Veränderungen in der Steuerung und in der Aufgabenverteilung.

Weil sich die Einspeisung auf die Verteilnetzebene verlagert, kommt den Verteilnetzen und ihren Betreibern künftig eine zentrale Bedeutung zu. Sie müssen zunehmend nicht nur auf einen schwankenden Verbrauch, sondern auch auf stark schwankende lokale Erzeugung reagieren. Neue Technik kann ihnen helfen, hier ressourcenschonend auszugleichen – unter der Voraussetzung, dass geeignete rechtliche Rahmenbedingungen geschaffen werden. Erhöhte Anforderungen an Netzplanung und Netzbetrieb werden vermehrte Kooperationen beziehungsweise strukturelle Änderungen zur Folge haben, die rechtzeitig angegangen werden sollten.

Dezentrale Erzeugung erlaubt es kleinen und großen Verbrauchern zunehmend, sich zum Teil selbst zu versorgen und schon auf Kundenseite schwankende Erzeugung und Lasten teilweise auszugleichen. Millionen von aktiven Kunden werden zu neuen Akteuren im Stromsystem, die andere Entscheidungskriterien und Renditeerwartungen haben als die bisher bekannten Akteure der Energiewirtschaft. Zwischen aktiven Kunden und herkömmlichen energiewirtschaftlichen Akteuren etablieren sich neue Dienstleister.

Die Verteilnetze sind bei konsequenter Nutzung der technischen Möglichkeiten den kurzfristigen Herausforderungen gut gewachsen

Die zusätzlichen Investitionen, die in den Verteilnetzen für die Integration erneuerbarer Stromerzeugung notwendig werden, lassen sich bis 2030 auf einen Bruchteil der ohnehin notwendigen Investitionen in die Verteilnetze begrenzen. Voraussetzung dafür ist die Nutzung alter und neuer technischer Möglichkeiten, deren Benachteiligung im heutigen Finanzierungsmechanismus abgebaut werden sollte.

Ein intelligentes Kapazitätsmanagement kann den Ausbaubedarf, der bei ausschließlicher Verwendung herkömmlicher Techniken notwendig wäre, schon kurzfristig deutlich senken. Dafür steht ein Werkzeugkasten verschiedener Instrumente zur Verfügung, die je nach lokaler Situation differenziert eingesetzt werden können. Kurzfristig hat vor al-

lem Spannungshaltung durch Blindleistungsregelung, auch durch Erneuerbare-Energien-Anlagen, ein großes, kostengünstig zu erschließendes Potenzial. Besonders wirksam kann eine lastabhängige Vermeidung von Einspeisespitzen den Ausbaubedarf senken. Hierfür müssen jedoch geeignete gesetzliche Regelungen getroffen werden. Zur Frage, in welchem Ausmaß zusätzliche Mess- und Kommunikationssysteme für ein optimales Kapazitätsmanagement sinnvoll sind, gehen die Einschätzungen auseinander.

Mit den heute schon zur Verfügung stehenden Methoden lässt sich die Aufnahmekapazität der Verteilnetze für Wind- und Sonnenstrom auf ein Vielfaches erhöhen. Auch einem starken Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung stehen die Verteilnetze also nicht im Wege.

Eine vorausschauende Veränderung der Rahmenbedingungen, die auch die Kunden stärker einbezieht, könnte auch kurzfristig die Kosten noch weiter dämpfen.

Mittelfristig ist eine stärkere Einbeziehung der Kunden unumgänglich

Ein dezentraler Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch kann ein wirtschaftlich effizientes Instrument für die Integration fluktuierender dezentraler Erzeugung sein und helfen, die Systemkomplexität sowie den mittel- und langfristig notwendigen Ausbau der Netzinfrastruktur in Grenzen zu halten.

Um einen solchen Ausgleich zu ermöglichen, ist eine stärkere Einbeziehung der industriellen, gewerblichen und privaten Kunden notwendig. Dafür müssen technische und regulatorische Voraussetzungen geschaffen werden. In einer ersten Stufe kann bereits die Beschaffung regionaler Systemdienstleistungen einen wichtigen Beitrag leisten. In einer zweiten Stufe sollte auch die Einbeziehung größerer Energiemengen erwogen werden.

Lastmanagement und Energiemanagementsysteme – die insbesondere vermehrt in Kombination mit Eigenversorgung aus Photovoltaik- und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen eingesetzt werden und immer häufiger auch die

Wärmeversorgung einbeziehen – erhöhen zunehmend die Flexibilität der Kunden. Diese sollte durch geeignete Anreizsysteme und systematische Nutzung neuer technischer Möglichkeiten vermehrt für die Verteilnetze und das Gesamtsystem nutzbar gemacht werden. Ihre Nutzung für die Flexibilitätserfordernisse auf verschiedenen Systemebenen muss so koordiniert werden, dass sie nicht zu lokalen Engpässen führt. Für die netzdienliche Einbindung der Kunden werden verschiedene technische Optionen und Steuerungskonzepte diskutiert. Die Mehrheit der Teilnehmer ist der Ansicht, dass Preissignale dabei eine wichtige Rolle spielen sollten.

Integrierte Lösungen in vier Handlungsbereichen entwickeln

Die möglichen Antworten auf diese Herausforderungen überschneiden sich und betreffen mehrere regulatorische Instrumente gleichzeitig. Daraus ergeben sich, neben Einzelmaßnahmen, im Wesentlichen vier Baustellen, auf denen die Bundespolitik in den nächsten vier Jahren aktiv werden muss:

1. Weiterentwicklung der Anreizregulierung
2. Überarbeitung des Systems der Netzentgelte
3. Reform des Marktdesigns
4. Aufbau eines Energieinformationssystems

Die Anreizregulierung sollte so weiterentwickelt werden, dass:

- innovative Lösungen stärker angeregt und, soweit gesamtwirtschaftlich sinnvoll, ermöglicht werden;
- eine langfristig angelegte Netzentwicklung gefördert wird;
- Investitions- und Betriebskosten besser in eine Gesamtbetrachtung einbezogen werden;
- geprüft wird, ob es bei der Anerkennung von Investitionen einen unzumutbaren Zeitverzug gibt.

Das System der Netzentgelte sollte so weiterentwickelt werden, dass:

- die Veränderung der Transportwege durch dezentrale Einspeisung berücksichtigt wird;

- auch auf der Niederspannungsebene Netzentgelte vorwiegend leistungsbezogen erhoben werden;
- unerwünschte regionalwirtschaftliche Steuerungseffekte durch unterschiedliche Umbaukosten der Verteilnetze, wenn möglich, vermieden werden.
- Prüfung rechtlicher Maßnahmen zur Ermöglichung wirtschaftlich sinnvoller Vermeidung von Einspeisespitzen
- verstärkte Förderung der Entwicklung und Beseitigung von Hindernissen für den Einsatz von Energiemanagementsystemen und Stromspeichern für das Netzmanagement

Bei der anstehenden Reform des Marktdesigns ist anzustreben, dass:

- über ein umfassendes institutionelles Systemdesign nachgedacht wird, in dem das Zusammenspiel von wettbewerblichen und regulierten Akteuren transparent geregelt ist;
- komplexe Marktstrukturen vereinfacht werden, damit die zusätzliche Berücksichtigung dezentraler Einspeisung mit vertretbarem Aufwand möglich wird;
- die Strukturierung der Systemdienstleistungsmärkte überarbeitet und eine regionale Beschaffung von Systemdienstleistungen ermöglicht wird;
- das heutige Planungssystem mit Standardlastprofilen und Fahrplänen mithilfe neuer flexibler Regelungsmöglichkeiten deutlich vereinfacht wird;
- über den Strommarkt hinaus auch andere Energiemärkte (Wärme, Mobilität) in ein Gesamtkonzept integriert werden.

Beim Ausbau von Kommunikationsstrukturen für das Stromsystem ist zu beachten, dass:

- eine möglichst auf europäischer Ebene standardisierte Systemarchitektur mit offenen Schnittstellen und standardisierten Datenformaten entwickelt wird, die Investitionssicherheit gewährt und Inkompatibilitäten vermeidet;
- ein möglichst flexibles System definiert wird, das in Umfang und Kosten skaliert werden kann;
- eine Systemarchitektur gewählt wird, in der verschiedene Akteure auf der Basis vertrauenswürdiger Daten mit unterschiedlichen Angeboten aktiv werden können und die keine zentrale Datenhaltung vorsieht.

Darüber hinaus:

- Prüfung der Einführung einer transparenten, koordinierten Netzentwicklungsplanung für die 110-Kilovolt-Ebene

Prioritäten für die 18. Legislaturperiode

	wichtig	2014	2015	2016	2017
Technische Entwicklung					
verstärkte Förderung der Entwicklung von Stromspeichern und ihres Einsatzes für Netzzwecke	*				
verstärkte Förderung der Entwicklung und des Einsatzes von Energiemanagementsystemen	*				
Finanzierung des Netzausbaus					
Überprüfung des Anreiz- und Finanzierungsmechanismus	***				
Intelligentes Netzkapazitätsmanagement					
Prüfung von Alternativen für die Vermeidung von Einspeisespitzen	***				
Vorschrift für programmierbare Regler	**				
Benchmarking zum effizienten Netzkapazitätsmanagement	**				
Netzentgelte					
Überprüfung und Neugestaltung der Netzentgelte: Überprüfung der Zuweisung der Netzkosten Umstellung auf vorwiegend leistungsabhängige Netzentgelte für alle Verbraucher Prüfung weiterer Gestaltungsoptionen	***				
Marktdesign					
verschiedene Prüfaufträge	**				
Pilotprojekte	**				
Entwicklung eines neuen Marktdesigns	***				
Energieinformationssystem					
Rahmenbedingungen für ein Energieinformationssystem	***				

Prüfung Alternativen

Umsetzung in Rechtsakte

Einführung in die Praxis

Eigene Darstellung: Schleicher-Tappeser, Agora Energiewende

1. Der Stakeholder-Dialog Verteilnetze

Verteilnetze sind von zentraler Bedeutung für die Energiewende

Die Bedeutung der Verteilnetze für die Energiewende wird immer noch unterschätzt. Die zunehmende dezentrale Erzeugung von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Quellen verändert das Elektrizitätssystem grundlegend. Netze, Technik, Steuerungsprinzipien, Marktstrukturen und Verantwortlichkeiten müssen angepasst werden. Besonders auf die Verteilnetze kommen komplexere Aufgaben zu. Bisher hatten sie lediglich zentral erzeugten Strom zu verteilen, die Steuerungsaufgaben lagen vor allem bei den Übertragungsnetzbetreibern. Nun sind die Verteilnetze mit zunehmender, schwankender Einspeisung auf verschiedenen Spannungsebenen, umgekehrten Lastflüssen, wechselnden Spannungsgradienten und zunehmend flexiblen und aktiven Kunden konfrontiert. Für den Umgang mit diesen Herausforderungen gibt es unterschiedliche Techniken, Konzepte und Geschäftsmodelle.

In der öffentlichen Debatte um die Energiewende steht eine Reihe von Bedenken im Raum. Es wird befürchtet, dass Engpässe in den Verteilnetzen die Verlangsamung des Ausbaus erneuerbarer Stromproduktion erfordern würde, dass die Anpassung der Verteilnetze zu einer Kostenlawine führen oder dass ein zu langsamer Umbau die Versorgungssicherheit gefährden würde. Aufgrund der komplexen Zusammenhänge und der Vielfalt der Akteure mit je eigenen Interessen sind keine einfachen Lösungen greifbar. Die grundlegende Fragestellung bei Agora Energiewende lautet: Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Vor diesem Hintergrund hat Agora Energiewende einen Stakeholder-Dialog Verteilnetze ins Leben gerufen, mit dem Ziel, Handlungsempfehlungen für die kommende Legislaturperiode zu erarbeiten. Dafür konnten rund 30 Akteure im Umfeld der Verteilnetze zur Mitarbeit gewonnen werden. Die Runde setzt sich zusammen aus Netzbetreibern, Energie-

dienstleistern, zuliefernder Industrie, Forschung und Beratung sowie Verbraucher- und Umweltverbänden.¹

Der Stakeholder-Dialog

Der vorliegende Bericht ist das Resultat von drei ganztägigen Workshops² und vielfältigen Einzelbeiträgen. Als weiteres zentrales Instrument diente ein umfangreicher Fragebogen³. In diesem Prozess ging es zunächst um das Strukturieren der Fragestellungen, die Einschätzung der Dringlichkeit verschiedener Themen und das Ausloten von Konsensfähigkeit einzelner Lösungsansätze. Dabei wurde deutlich, dass einerseits in Bezug auf die kurzfristigen Herausforderungen unter den Fachleuten größere Einigkeit besteht, als in der Öffentlichkeit angenommen wird. Andererseits gibt es in Bezug auf den mittelfristig notwendigen Systemumbau, der bereits heute schon eingeleitet werden sollte, in der Gruppe viele unterschiedliche Perspektiven, Interessen und Einschätzungen. In der Folge wurden hierfür eher Fragestellungen, Optionen und Handlungsalternativen formuliert als konkrete konsensfähige Handlungsvorschläge.

Da diese Gruppe ein sehr breites Spektrum der Stakeholder vertritt und sich der Aufgabe widmet, aus grundsätzlichen Fragestellungen konkrete, mit Zeithorizonten versehene Handlungsempfehlungen zu entwickeln, hat sich hier eine im Vergleich zu anderen Gremien, die sich mit Verteilnetzen befassen, außergewöhnliche Plattform gebildet. In der bislang zur Verfügung stehenden Zeit konnten viele Fragen und Ideen andiskutiert werden. Eine Fortführung des Stakeholder-Dialogs soll Gelegenheit geben, zentrale Fragen zu vertiefen.

¹ Liste siehe Anhang 2

² 10. Juni, 31. Juli und 17. September 2013.
Zum Projektverlauf siehe auch Anhang 1

³ Fragebogen siehe Anhang 3

Strukturierung der Themenfelder

Da die Zukunft der Verteilnetze mit allen Dimensionen der Umstellung des Energiesystems auf Erneuerbare Energien zusammenhängt, drohen Diskussionen darüber leicht unübersichtlich zu werden – oder durch die Beschränkung auf Einzelaspekte Entwicklungen zu vernachlässigen, die während der langen Lebensdauer von Netzinvestitionen wichtig werden. Für die Strukturierung der Themenfelder verwendet der Stakeholder-Dialog ein Schema, das der Funktionsweise von Politik ähnlich ist, aber eine integrierte Betrachtung anstrebt:

Die Bundespolitik sollte:

- rechtzeitig sicherstellen, dass die Verteilnetze sich so entwickeln, dass sie die Energiewende fördern und nicht zum Engpass werden;
- hierfür einen Handlungs- und Rechtsrahmen festlegen, der bis 2025 den Herausforderungen angemessen ist;
- aktiv eine angestrebte Strukturentwicklung des Elektrizitätssystems entwerfen und unterstützen sowie rechtzeitig unerwünschte Abhängigkeiten von langfristigen Investitionen vermeiden;
- zur Unterstützung des Strukturwandels rechtzeitig eine

Schema für die Strukturierung der Themenfelder

Abbildung 1



Politik reagiert meist eher auf Problemstellungen, als mit einer Idee zu beginnen. Das unterscheidet sie vom Denkansatz kreativer Unternehmer oder Forscher, die eher dazu tendieren, von einer Vision, von einem Idealzustand auszugehen. Eine sorgfältige Analyse der Treiber und ihrer Wirkungsweise in ihrem zeitlichen Ablauf sowie eine sorgfältige Beschreibung der Herausforderungen und möglichen Lösungsansätze bringen Chancen für Innovation und eine gesamtheitliche Betrachtungsweise.

Grundlegende Aufgaben in der 18. Legislaturperiode

Als Rahmen wurden zunächst allgemeine Aufgaben der Bundespolitik im Bereich Verteilnetze formuliert. Dabei handelt es sich eher um Regeln für „good governance“ als um ein energiepolitisches Zielsystem. Ansätze für ein Leitbild werden in Kapitel 6 entwickelt.

- Neuverteilung von Verantwortungen einleiten;
- dafür sorgen, dass das Gesamtsystem in den betrachteten Investitionszeiträumen möglichst kosteneffizient funktioniert;
- möglichst große Transparenz, Einfachheit und Offenheit des technischen, des wettbewerblichen und des regulatorischen Systems anstreben;
- eine verursachergerechte Belastung der Nutzer mit den Systemkosten und eine angemessene Verteilung der Transformationskosten gewährleisten;
- zur Senkung des Risikos von Fehlinvestitionen vorausschauende Planungen und die zeitige Nutzung neuer technischer Möglichkeiten unterstützen;
- möglichst verlässliche und wirtschaftlich angemessene Rahmenbedingungen für die als notwendig erachteten Investitionen schaffen.

2. Starke Veränderungstreiber: Der Wandel ist nicht aufzuhalten

In den letzten zwanzig Jahren hat vor allem die Politik den Wandel im Elektrizitätssystem vorangetrieben: zunächst mit der Liberalisierung der Strommärkte, dann mit der Förderung Erneuerbarer Energien. Inzwischen sind zwei Kategorien von Treibern dazugekommen, die eine Transformation des Stromsystems kräftig voranbringen: technische Innovationen und neue Akteure. Diese Veränderungstreiber außerhalb der klassischen Energiewirtschaft führen zu Neuerungen im Stromsystem, die selber eine beschleunigte Energiewende hin zu einer immer dezentraleren Versorgung mit Erneuerbaren Energien antreiben.

Technische Innovationen

Den größten Einfluss technischer Innovationen sehen die Teilnehmer des Stakeholder-Dialogs bei der Photovoltaik (PV). Schneller als erwartet ist Solarstrom vom eigenen Dach billiger geworden als der Strompreis für Endkunden

den aus der Steckdose.⁴ Viele Jahre hat die PV-Förderung in Deutschland den PV-Weltmarkt maßgeblich angetrieben und zu steilen Kostensenkungen geführt. Heute hat sich die Wachstumsdynamik in andere Erdteile verlagert und treibt die Kosten zunehmend unabhängig von öffentlicher Förderung weiter nach unten. Ein starker Einfluss wird auch von Stromspeichern erwartet, die gegenwärtig für viele Anwendungen noch zu teuer sind, deren Preis jedoch dank intensiver Entwicklungsarbeit so schnell sinkt, dass nach und nach weitere Anwendungsfelder erschlossen werden. Beide Techniken können zu einer schnellen Ausweitung der Eigenversorgung führen.

4 Der Preis für Strom aus dem Netz enthält auch Umlagen für Systemkosten und Systemtransaktionskosten sowie Steuern. Nicht eingerechnet ist hier die Versorgung, wenn die Sonne nicht scheint.



Als bedeutende Treiber für Veränderungen werden auch immer kostengünstigere und leistungsfähigere Energiemanagementsysteme für den Einsatz in Industrie, Gewerbe und privaten Haushalten, allgemeiner in der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) sowie bei der Leistungselektronik gesehen. Energiemanagementsysteme erhöhen, insbesondere auch in Kombination mit PV und Speichern, die Flexibilität der Stromkunden. IKT erlaubt ganz allgemein die intelligenteren Steuerung von Netzen und Systemen sowie deren intelligente Vernetzung. Leistungselektronik eröffnet ganz neue Möglichkeiten für die Wandlung, Spannungshaltung, Systemdienstleistungen und die Steuerung von Strömen, gerade auch in Kombination mit IKT und Energiemanagementsystemen.

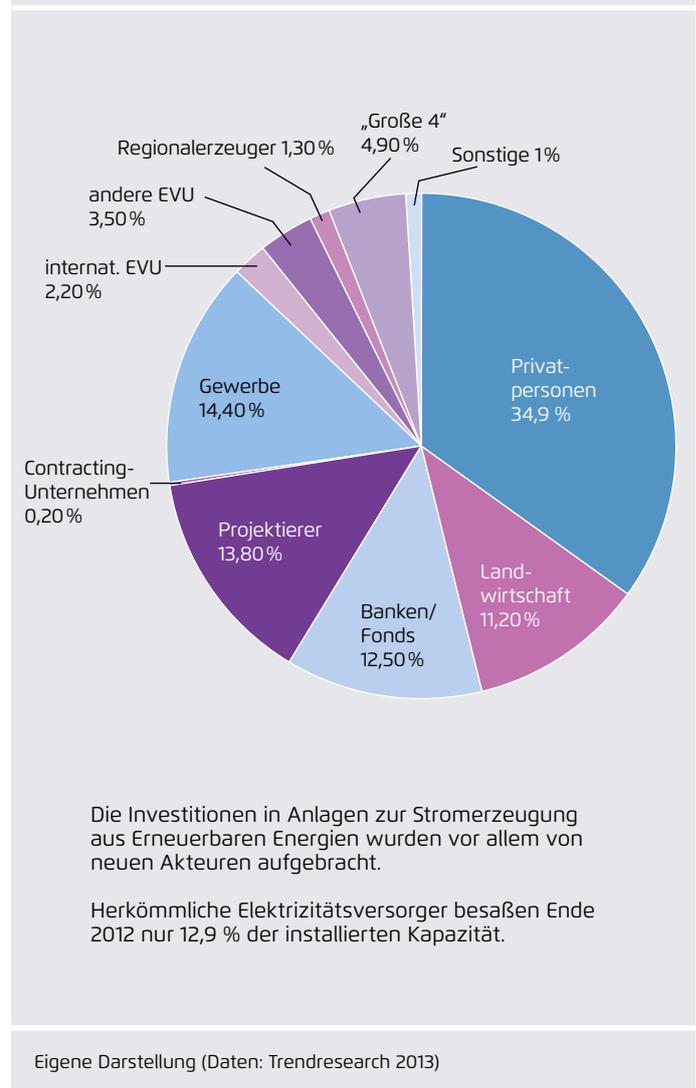
Neuartige Akteure

Während das Elektrizitätssystem traditionell von mittleren und großen Versorgern sowie ihren Zulieferern in der Elektrotechnik geprägt wurde, spielen seit einigen Jahren zunehmend neuartige Akteure eine Rolle. Zum Beispiel die inzwischen mehr als eine Million Betreiber von Solaranlagen oder auch die Software- und Kommunikationsindustrie, die sich von der Einführung intelligenter Netze und Steuerungen große neue Märkte erhofft. Verbraucher und Einspeiser betreiben zunehmend eigene Energiemanagementsysteme, die aktiv mit dem Versorgungssystem interagieren. Besonders aber dürfte die Zunahme der Eigenversorger die Energiewirtschaft verändern. In der Industrie hat Eigenversorgung mit konventionellen Anlagen schon immer eine Rolle gespielt. Dank Photovoltaik wird sie nun auch für Gewerbebetriebe und Privatleute interessant. Im Privatbereich werden Solaranlagen zu langlebigen Konsumgütern, für die ganz andere Kriterien gelten als für Investitionsgüter in der Energiewirtschaft. Als besonders einflussreich schätzen einige Teilnehmer des Stakeholder-Dialogs innovative Stadtwerke ein, die unter Berücksichtigung der Trennung von Netz und Vertrieb neue Strategien und Geschäftsmodelle entwickeln, auch im Querverbund mit der Wärmeversorgung. Auch neue unabhängige Dienstleister sind hinzugekommen, wie Contracting-Unternehmen oder Aggregatoren von Systemdienstleistungen.

Diese neuen Akteure, insbesondere die aktiver gewordenen Kunden, haben andere Motivationen, Ziele und Investitionskriterien als die herkömmliche Energiewirtschaft. Dank neuer Techniken können sie Erzeugung, Verbrauch und Speicherung viel flexibler aufeinander abstimmen als in der Vergangenheit – nicht nur beim Strom, sondern auch im Querverbund mit Wärme und Mobilität.

Eigentümer von EE-Anlagen 2012
 (Anteile an installierter Leistung)

Abbildung 3



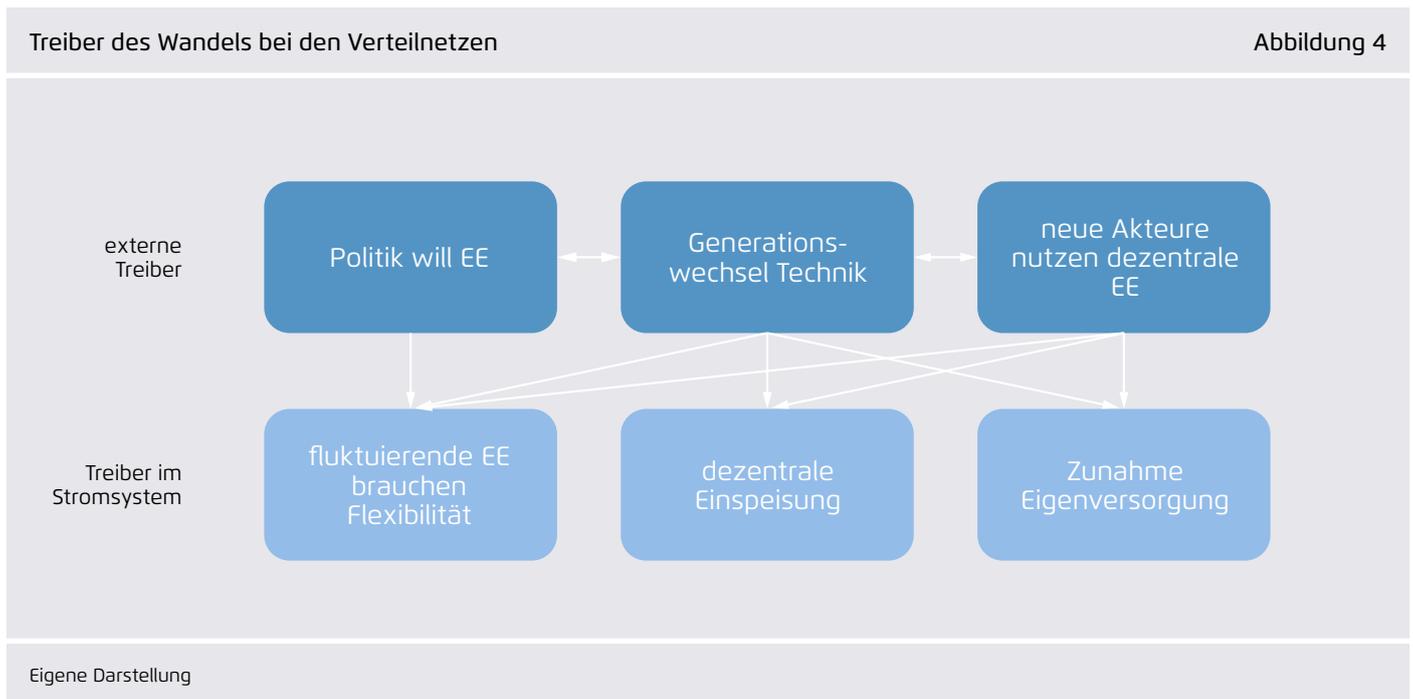
Treiber im Stromsystem

Die Förderung der Erneuerbaren in den letzten 20 Jahren hat zu einem kräftigen und anhaltenden Ausbau der Erneuerbaren geführt. Neuartige Techniken und Geschäftsplattformen

eröffnen neue Perspektiven und verschieben Kostenrelationen. Neuartige Akteure legen andere Entscheidungskriterien an und entwickeln neue Geschäftsmodelle. Das führt zu Entwicklungen im Stromsystem, die selbst als Veränderungstreiber wirken:

Politischer Handlungsbedarf

Nur wenn gewünschte Veränderungen beschleunigt werden sollen oder wenn unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen Fehlentwicklungen drohen, ergibt sich aus Veränderungen politischer Handlungsbedarf.



Als besonders folgenreich für die Entwicklung der Verteilnetze sehen die Teilnehmer des Stakeholder-Dialogs die folgenden Treiber:

- Zunahme der Eigenversorgung in Industrie, Gewerbe und privaten Haushalten
- smarte Vernetzung von Erzeugern, Verbrauchern und Stromnetz
- weiterer Zubau bei Photovoltaik und Speichern
- weiterer Zubau bei der Onshore-Windenergie

Bei der Bedeutung des Zubaus von Offshore-Windkraft gehen die Meinungen deutlich auseinander.

Externe politische Einflüsse

Auch externe politische Einflüsse können zu Veränderungstreibern werden. Als einflussreich werden hier die Debatten über die Stromkosten in der Industrie und im Haushaltsbereich eingeschätzt.

Im Bereich der Technikentwicklung gibt es Handlungsbedarf beim Energiemanagement und bei den Stromspeichern. Beide könnten die Energiewende voranbringen – damit sie ihr Potenzial zur Geltung bringen können, sollte eine Anpassung der Rahmenbedingungen Hindernisse für die Marktentwicklung beseitigen.

Deutlichen Handlungsbedarf sehen die Dialogteilnehmer bei der Eigenversorgung in Industrie, Gewerbe und privaten Haushalten. Wie in den folgenden Kapiteln ausgeführt, geht es hier um die Vermeidung von systemstörendem Verhalten, die Nutzung von Flexibilitäten und eine angemessene Beteiligung an den Kosten des Gesamtsystems. Handlungsbedarf wird auch bei der Ermöglichung von regionalen integrierten Konzepten zum regionalen Ausgleich und von effizienten Mechanismen zur effizienten Bewirtschaftung von Knappheiten im Verteilnetz gesehen.

3. Kurzfristige Herausforderungen: Bekanntes, bezahlbares Lösungen den Weg ebnen

3.1 Kosten des Netzausbau

Wie viel es kosten wird, die Verteilnetze so zu ertüchtigen, dass sie große Mengen an dezentral erzeugtem Strom aus Erneuerbaren Energien aufnehmen können, lässt sich nur etappenweise und grob abschätzen. Einerseits sind Netzinvestitionen sehr langlebig (40 bis 60 Jahre für konventionelle Technik), was eine langfristige Planung notwendig macht. Andererseits wissen wir noch wenig darüber, welche Konzepte sich in den nächsten Jahren durchsetzen werden. Da ist es nicht verwunderlich, dass die Verteilnetzbetreiber mit Investitionen seit Jahren eher zurückhaltend sind. Nach Meinung vieler Dialogteilnehmer trägt dazu auch die Bevorzugung konventioneller Ansätze in der Anreizregulierung bei (siehe 3.2.). Ohnehin wird in den nächsten Jahren der Bedarf an Erneuerungsinvestitionen ansteigen, da große Teile der bestehenden Netze in den Sechzigerjahren des letzten Jahrhunderts gebaut wurden und ihre Altersgrenze erreichen.

Eine Obergrenze für die Umbaukosten liefert die dena-Verteilnetzstudie von 2012: Bis 2030 rechnet sie bei Verwendung konventioneller Technik mit 27,5 bis 42,5 Milliarden Euro. Das wären im Durchschnitt zusätzliche Investitionen von 1,5 bis 2,4 Milliarden Euro pro Jahr.⁵ Zum Vergleich: Die Aufwendungen für die Verteilnetz-Infrastruktur (inklusive Erweiterungsinvestitionen) betragen 2007 bis 2012 jährlich circa 3 Milliarden Euro⁶, die anerkannten Netzkosten insgesamt circa 18 Milliarden Euro.⁷ Innovative Techniken kön-

nen die Kosten deutlich senken – aus den Variantenrechnungen der dena-Studie sind hier Reduktionspotenziale in der Größenordnung von bis zu 50 Prozent erkennbar.⁸ Mehr zu diesen Kostenreduktionspotenzialen in Abschnitt 3.3.

3.2 Finanzierung des Netzausbau

Die Finanzierung der Umbau- und Ausbaumaßnahmen der Verteilnetzbetreiber erfolgt heute über die Netzentgelte. Sie ergeben sich aus den von der Bundesnetzagentur gemäß den Regeln der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) anerkannten Kosten. Nicht zuletzt diese Verordnung hat einen beträchtlichen Einfluss darauf, welche Maßnahmen ergriffen werden. Ob die heutigen Anreiz- und Finanzierungsmechanismen den neuen Herausforderungen angemessen sind, ist umstritten. Neben Fragen der Auskömmlichkeit für verschiedenartige Netzbetreiber, der Wirksamkeit der Effizianzanreize, der administrativen Anforderungen und der ausreichenden Anreize zur Vorsorge für Versorgungssicherheit ist in der gegenwärtigen Transformation vor allem auch von Interesse, ob ausreichende Spielräume für neue Lösungsansätze beim Netzausbau ermöglicht werden. So wird zum Beispiel kritisiert, dass Investitionen in Sachwerte gegenüber Lösungen bevorzugt werden, die niedrigere Kapitalkosten, dafür aber höhere Betriebskosten verursachen.

Ein Anreiz zu vorausschauender Planung und Koordination mit der Raumplanung könnte ebenfalls Kostenreduktionen bringen, etwa wenn an besonders ausgewiesenen oder geeigneten Standorten Netzkapazitäten auf Vorrat und nicht für Einzelanlagen gebaut werden. Um den Bedarf für weiteren Netzausbau im größeren Zusammenhang nachvollziehbar festzustellen, sollte zumindest auf der 110-Kilovolt-Ebene eine transparente Netzentwicklungsplanung eingeführt werden.

5 dena (2012): dena-Verteilnetzstudie. *Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*. Berlin, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

6 Bundesnetzagentur (2013): *Monitoringbericht 2012*, 3. Auflage. Bonn, Bundesnetzagentur. S. 52

7 Auskunft VKU 2013: Nach Angaben der Bundesnetzagentur (Vortrag Lüdtker-Handjery) wurden aufgrund der Anträge im Jahr 2012 für 68 Millionen Einwohner knapp 15 Milliarden Euro Netzkosten anerkannt. Hochgerechnet auf die Bevölkerung der Bundesrepublik ergibt das knapp 18 Milliarden Euro.

8 dena-Verteilnetzstudie, S. 38

Über die Finanzierung des Netzbbaus wird in anderen Gremien intensiv diskutiert.⁹ Gegenwärtig ist eine kleinere Überarbeitung der Anreizregulierung erfolgt, die mehrjährige Zeitverzögerungen bei der Kostenberücksichtigung auf der Hochspannungsebene vermeiden soll. Für die Mittel- und Niederspannungsebene wurden bislang keine Anpassungen vorgenommen.

An eine Überprüfung des Anreiz- und Finanzierungsmechanismus lassen sich grundsätzliche Forderungen stellen (siehe 3.4). Detailvorschläge konnte der Stakeholder-Dialog in diesem Rahmen nicht erarbeiten.

3.3 Intelligentes Netzkapazitätsmanagement

Intelligentes Netzkapazitätsmanagement kann den Ausbaubedarf der Verteilnetze gegenüber dem Ausbau mit konventioneller Technik deutlich reduzieren. Rund 80 Prozent der Netzengpässe sind durch Nichteinhaltung der vorgegebenen Spannungstoleranzen bedingt. Je nach lokalen Netzbedingungen ist beim Einsatz heute verfügbarer Technik eine Reduktion des konventionell berechneten Ausbaubedarfs um den Faktor zwei bis vier machbar und wirtschaftlich interessant.¹⁰ Auch Engpässe, bei denen tatsächlich ein Stromproblem vorliegt, lassen sich teilweise durch Maßnahmen zum intelligenten Kapazitätsmanagement mildern. Grundsätzlich sollte vor einem Ausbau zunächst das vorhandene Netz möglichst weitgehend genutzt werden.

Ein wirkungsvoller Werkzeugkasten

Welche Maßnahmen wann am sinnvollsten sind, hängt von den lokalen Gegebenheiten ab und sollte nach wie vor von den Verteilnetzbetreibern entschieden werden. Ihnen steht, technisch gesehen, ein vielseitiger Werkzeugkasten zur Verfügung. Einige dieser Werkzeuge erfordern jedoch die Änderung von Regeln und Vorschriften.

⁹ zum Beispiel in der AG Regulierung der Plattform zu zukunftsfähige Energienetze beim BMWI

¹⁰ enervis und BET (2013): *Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland*. Berlin, VKU, Verband kommunaler Unternehmen e. V. sowie Interview mit BET

Mit Abstand am wirksamsten ist die Erhöhung der Spielräume für Spannungsschwankungen durch eine unabhängige Spannungsregelung auf den verschiedenen Spannungsebenen. Weil herkömmliche Ortsnetztransformatoren ein starres Verhältnis zwischen den Spannungen auf verschiedenen Ebenen festlegen, kann den verschiedenen Ebenen des Netzes jeweils nur eine enge Schwankungsbreite zugestanden werden, damit die maximale Spannungsschwankung bei den Endverbrauchern die zulässigen zehn Prozent nicht übersteigt. Mit regelbaren Transformatoren, die das Übersetzungsverhältnis schnell ändern können, wird es möglich, dass in jedem Teilbereich die Schwankungsbreite von zehn Prozent voll ausgeschöpft wird.¹¹ Das erlaubt in der Niederspannung einer Kapazitätserweiterung um den Faktor zwei bis vier.¹² Neuartige regelbare Ortsnetztransformatoren dürften wesentlich billiger werden, wenn sie in größeren Stückzahlen gefertigt werden.¹³ Ein Hindernis für eine schnelle Umsetzung dieses Konzepts ist, dass Ortsnetztransformatoren eine Lebensdauer von gut 50 Jahren haben. Ob es sich lohnt, sie frühzeitig zu ersetzen, muss von Fall zu Fall geprüft werden.

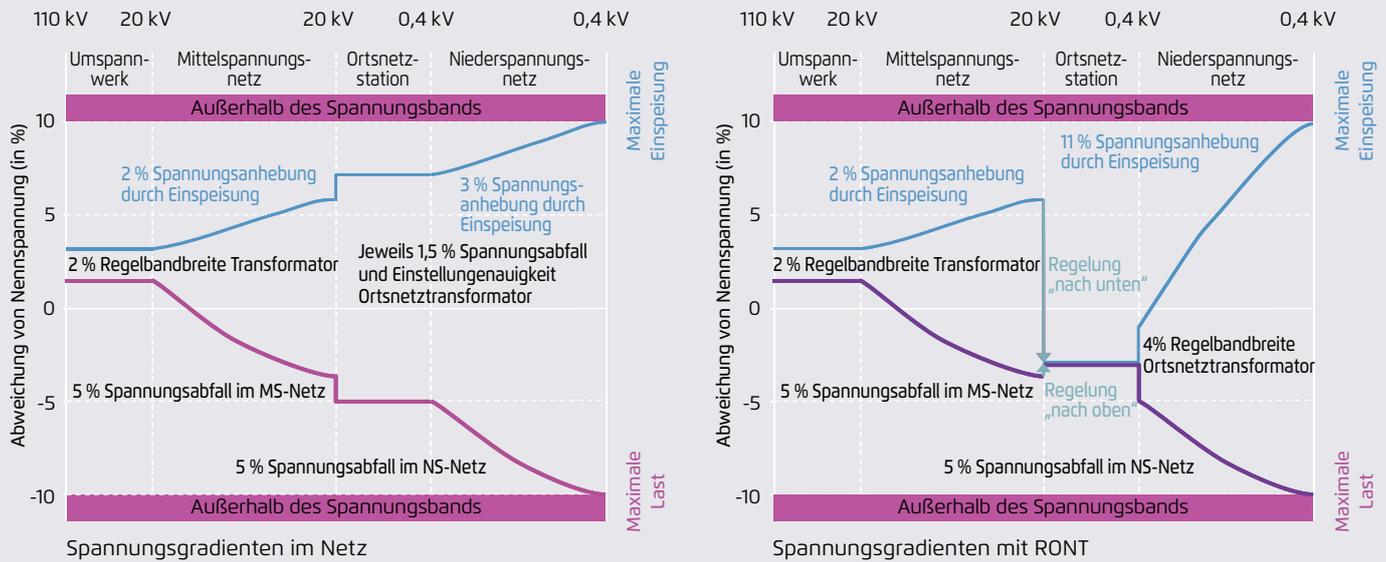
¹¹ Dies ist in ländlichen Strahlennetzen einfacher zu realisieren als in vermaschten Netzen.

¹² siehe Fußnote 8

¹³ Bei den jetzt erst in die Serienproduktion gehenden Modellen ist der eigentliche Transformator von bewährter Bauart, bei der zusätzlichen Regelung ist eine Kostendegression zu erwarten. Gänzlich neuartig sind halbleiterbasierte Solid-State-Transformatoren (SSTs), die wesentlich kleiner sind und zusätzliche Regelungsmöglichkeiten bieten (Blindleistung, Frequenz etc.). Ihre Entwicklung ist noch nicht abgeschlossen, aber es wird vor allem in den USA davon ausgegangen, dass sie in einigen Jahren eine wichtige Rolle in den Verteilnetzen spielen werden.

Entkopplung der Spannungsschwankungen / RONT

Abbildung 5 + 6



Regelbare Ortsnetztransformatoren können die Spannung auf der Niederspannungsebene autonom den Erfordernissen anpassen

Hinz (2012), http://www.fge.rwth-aachen.de/fileadmin/Uploads/PDF/FGE_Kolloquium_2012-2013/FGE_Kolloquiumsvortrag_Hinz.pdf

Wesentlich schneller realisierbar, kostengünstiger, aber auch weniger wirksam als der Ersatz von Transformatoren ist die lokale Anpassung der Blindleistung von Einspeisern oder größeren Verbrauchern. Viele Teilnehmer sind der Ansicht, dass zum effektiven und sicheren Einsatz dieser Regelungsmöglichkeiten eine umfangreiche Überwachungs- und Kommunikationsstruktur notwendig ist. Andere halten dagegen, dass mit einer autonomen dynamischen Reaktion einzelner Anlagen auf lokale Netzparameter bereits viel erreichbar ist und dass eine einfache GSM-Verbindung zwischen wenigen strategisch gewählten Mess- und Regelpunkten eine weitgehende Optimierung ermöglicht. Eine beträchtliche Reduktion von Spannungsproblemen bringt bereits eine einmalige statische Optimierung der Leistungsfaktoren der größeren Anlagen in einem Netzgebiet mithilfe eines auf Messwerten basierten Modells (siehe auch Abbildung 7).¹⁴

14 Enno Wieben, EWE Netz (2013): *On the last miles to 100% Renewables – experiences and solutions of a large DSO in Northern Germany*. Renewables Integration Symposium 2013, Mainz

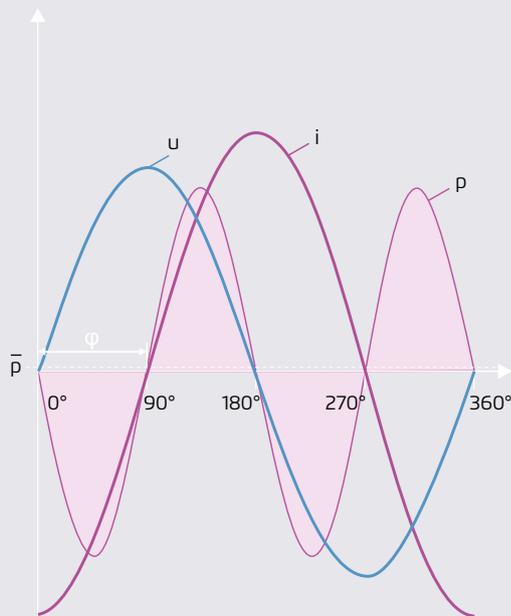
Sowohl regelbare Ortsnetztransformatoren als auch die Anpassung der Blindleistung dienen der Spannungshaltung. Eine optimierte Strategie sollte beide Instrumente kombinieren. RONTs sind kostspieliger – vor allem dann, wenn sie bestehende Transformatoren vor dem Ende ihrer Lebensdauer ersetzen. Deshalb empfiehlt es sich, zunächst mithilfe der Blindleistungssteuerung auf Mittelspannungsebene gesamte Netzbereiche in der Mittel- und Niederspannung so zu optimieren, dass nur noch einzelne Ortsnetze Probleme bereiten, und dann dort gezielt regelbare Ortsnetztransformatoren einzusetzen.

Fazit

Die Verteilnetze müssen kein Hindernis für die Umstellung auf Erneuerbare Energien darstellen. Mit dem Werkzeugkasten für intelligentes Netzkapazitätsmanagement lässt sich schnell genug Spielraum für größere Mengen zusätzlicher Einspeisung schaffen.

Anpassung der Blindleistung reduziert Spannungsprobleme
Phasenverschiebung zwischen Spannung, Strom und Leistung

Abbildung 7



Wenn beim Wechselstrom die Spannung und der Strom phasenverschoben schwingen, dann ergibt sich eine „Blindleistung“, die für die Spannungshaltung hilfreich sein kann, jedoch nicht für Verbraucher nutzbar ist (das ist nur die „Wirkleistung“), die aber trotzdem die Netze belastet. Alle Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen und auch die Netze selber bewirken solche Phasenverschiebungen. Früher konnten nur Kraftwerke und sehr große Anlagen sie nach Vorgaben beeinflussen. Neue Wechselrichter von Wind- und Solaranlagen können die Blindleistung auch dann gezielt beeinflussen, wenn keine Wirkleistung erzeugt wird. Um das Netz maximal zu nutzen, sollte die Blindleistung überall klein gehalten werden. Mit einem Netzmodell, das auf einer begrenzten Messkampagne beruht, lassen sich optimale feste Vorgaben für die Anlagen berechnen, die die Phasenverschiebung beeinflussen können. Die EWE hat damit in ländlichen Netzen die Netzkapazität verdoppeln können.

Noch weiter optimieren lässt sich die Blindleistung mit einer dynamischen zentralen Steuerung. Laut Belectric sind hierfür wenige Messpunkte pro Leitungsstrang und eine Funkverbindung über GSM ausreichend. Die erforderlichen Investitionen hierfür sind gering. Eine besonders ausfallsichere Verbindung ist nicht notwendig, da beim Rückgriff auf Standardwerte (siehe oben) lediglich die zusätzliche Optimierung wegfällt.

Eigene Darstellung

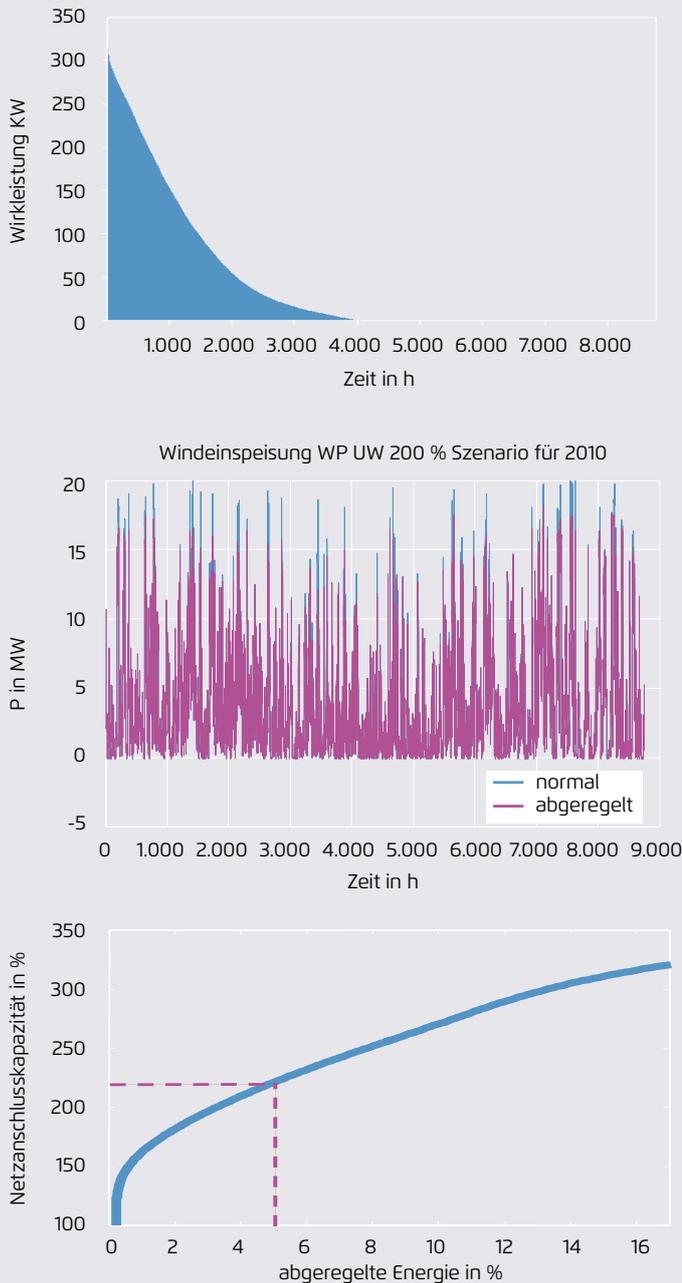
Eine einschneidendere Maßnahme, die die Kapazität bestehender Netze weiter erhöhen könnte, ist die Kappung von Spitzen bei der Einspeisung. Nach heutiger Gesetzeslage dürfen Wind- und Solarkraftwerke nur dann abgeregelt werden, wenn die Systemsicherheit gefährdet ist, entsprechende Mindereinspeisung wird vergütet. Der Einspeisevorrang verlangt, dass die Netzbetreiber durch Netzausbau für ausreichende Transportkapazitäten sorgen.¹⁵ Da Einspeisungsspitzen nur kurzzeitig auftreten, ließe sich durch Verzicht auf nur wenige Prozent der jährlichen Stromproduktion der Ausbaubedarf deutlich senken.¹⁶ Darüber, dass es nicht sinnvoll ist, die Netze für selten auftretende Spitzen auszubauen, besteht ein breiter Konsens. Wie eine Kappung der Einspeisespitzen juristisch umgesetzt werden soll, ist bislang umstritten.

¹⁵ EEG, § 8, 9

¹⁶ Enno Wieben (2013): siehe Fußnote 14

Ansätze zur Vermeidung von Einspeisespitzen
 Abregelung von Einspeisespitzen

Abbildung 8



Nach dem EEG müssen die Netze so ausgebaut werden, dass auch Leistungsspitzen von Solar- und Windkraftanlagen abgenommen werden können. Die dem Nennwert entsprechenden Spitzenleistungen werden bei Windkraft- und Solaranlagen nur in wenigen Stunden des Jahres erreicht.

Detaillierte Simulationen für das ländliche EWE-Netz haben ergeben, dass eine dynamische, vom Lastfluss im Netz abhängige Regelung beträchtliche zusätzliche Kapazitäten schaffen kann: Bei Verzicht auf fünf Prozent der eingespeisten Energie im Jahresverlauf erhöht sich die Netzanschlusskapazität auf mehr als das Doppelte (siehe unterste Kurve).

Für die vorgeschlagene lastflussabhängige Regelung hält die EWE ein umfassendes Messnetz und eine zentrale Steuerung für erforderlich. Die EWE schlägt vor, im EEG die Abnahme- und Netzausbaupflichtungen auf 95 Prozent der jährlich erzeugten Energie zu beschränken, dem Netzbetreiber einen direkten Steuerungszugriff auf alle Anlagen zu gewährleisten und dem Anlagenbetreiber die Verluste über das EEG zu vergüten.

Andere Dialogteilnehmer, sowohl aus Unternehmen als auch aus der Forschung, sind der Ansicht, dass fast der gleiche Effekt mit wesentlich weniger Aufwand erreicht werden kann. Eine autonome Reaktion der Einspeiser auf die lokale Spannungssituation kann demnach bei geeigneten Algorithmen eine weiche lastabhängige Spitzenvermeidung gewährleisten. Abregelungsanforderungen, die sich aus übergeordneten Spannungsebenen ergeben, könnten, falls notwendig, wie bisher mit GSM oder Rundsteuerung übermittelt werden. Messsysteme mit Kommunikationsfunktion würden hierfür nicht oder nur in geringem Umfang benötigt.

EWE 2013

Ein wichtiges Instrument für ein intelligentes Kapazitätsmanagement werden in Zukunft auch Speicher sein. Die verschiedenen Einsatzmöglichkeiten, die regulatorischen

Voraussetzungen und die erreichbaren Kostensenkungen müssen näher untersucht werden.

Lastmanagement beim Kunden könnte man auch zum Werkzeugkasten des intelligenten Kapazitätsmanagements zählen. Hier sind auch kurzfristig, vor allem bei Großverbrauchern, erhebliche Potenziale vorhanden. In diesem Bericht soll darauf jedoch erst im nächsten Kapitel eingegangen werden.

Auf allen Ebenen geht es immer wieder darum, in einer Gesamtbetrachtung den langfristig wirtschaftlich sinnvollsten Maßnahmenmix zu finden: Wenn trotz intelligentem Kapazitätsmanagement Ausbaumaßnahmen notwendig werden, müssen es nicht unbedingt neue Leitungen sein. Oft reicht es aus, vor allem die Kuppelstellen, die Umspannwerke und Transformatoren aufzurüsten.

Werkzeugkasten für intelligentes Kapazitätsmanagement

- unabhängige Spannungsregelung auf verschiedenen Ebenen
 - RONT, autonome Regelung
- lokale Blindleistungsanpassung
 - statisch vorgegeben
 - dynamisch zentral gesteuert
- Vermeidung von Einspeisungsspitzen
 - statisch vorgegeben
 - dynamisch spannungsabhängig
 - dynamisch zentral geregelt
- Lastmanagement beim Kunden
- (in Zukunft auch Speicher)

Konsequenzen für die Kosten

Die Verteilnetzstudie der dena schätzt, dass durch ein intelligentes Kapazitätsmanagement die Umbaukosten der Verteilnetze gegenüber einem konventionellen Ausbau auf weniger als die Hälfte reduziert werden können.¹⁷ In den vorangehenden Abschnitten wurden zusätzliche Einsparungsmöglichkeiten aufgezeigt. Fachleute im Teilnehmerkreis und solche, die zusätzlich interviewt wurden, gehen davon aus, dass mit einer Kombination von noch nicht genutzten Möglichkeiten des intelligenten Kapazitätsmanagements die Aufnahmekapazität des Netzes mindestens um den Faktor drei bis vier erhöht werden kann.¹⁸ Damit kann

¹⁷ dena-Verteilnetzstudie, Abb. 1.4

¹⁸ siehe Fußnote 12

davon ausgegangen werden, dass die zusätzlichen Kosten für die Ertüchtigung der Verteilnetze zur Integration fluktuierender dezentraler Einspeisung aus erneuerbaren Quellen nicht mehr als ein Fünftel der heutigen Aufwendungen für die Verteilnetz-Infrastruktur (jährlich circa drei Milliarden Euro) und nur einen Bruchteil der Gesamtkosten für die Verteilnetze (18 Milliarden Euro, siehe 3.1) betragen werden.

Noch wichtiger: Früher oder später wird der Übergang zu neuer flexibler Technik unumgänglich. Investitionen in herkömmliche Technik können sich als kostspielige Fehlinvestitionen erweisen, weil sie vor dem Ende ihrer Lebensdauer ersetzt werden müssen. Der Übergang zu einem flexiblen Kapazitätsmanagement ist in allen Zukunftsszenarien sinnvoll.

Einen großen Einfluss auf die Kosten wird die Frage der Einführung und Gestaltung eines Energieinformationssystems haben (siehe 5.4). Die Teilnehmer des Stakeholder-Dialogs haben deutlich unterschiedliche Einschätzungen, was ein solches System kosten würde. Im Durchschnitt gehen sie davon aus, dass seine jährlichen Kosten im Bereich von 10 bis 30 Prozent der heutigen Verteilnetzkosten liegen würden.¹⁹ Vor diesem Hintergrund empfiehlt es sich, die Möglichkeiten schlanker Informationssysteme und autonomer Steuerungsansätze näher zu untersuchen.²⁰

Fazit

Die Kosten des Umbaus der Netze sind beherrschbar. Je früher neue intelligente Techniken dort eingesetzt werden, wo sie sinnvoll sind, desto kostengünstiger wird die Umstellung. Dafür sind geeignete Rahmenbedingungen und Anreize zu schaffen.

¹⁹ Während die Industrievertreter deutlich niedrigere Kosten ansetzen, gehen die Vertreter der Netzbetreiber von über 50 Prozent aus.

²⁰ Die vom Bundeswirtschaftsministerium in Auftrag gegebene Verteilernetzstudie wird dazu Anfang 2014 neue Erkenntnisse liefern.

3.4 Handlungsempfehlungen

Überprüfung des Anreiz- und Finanzierungsmechanismus

Der Anreiz- und Finanzierungsmechanismus sollte im Interesse eines effizienten Einsatzes von Mitteln überprüft und gegebenenfalls so überarbeitet werden, dass:

- innovative Lösungen für die Herausforderungen in der Energiewende angeregt und, wo wirtschaftlich sinnvoll, ermöglicht werden;
- eine langfristig angelegte, transparente Netzentwicklung gefördert wird, bei der die Potenziale eines intelligenten Netzkapazitätsmanagements berücksichtigt werden;
- Investitions- und Betriebskosten besser in eine Gesamtbetrachtung einbezogen werden.

Das Problem, dass die durch die Energiewende verursachten Netzbaukosten zu teilweise regional sehr unterschiedlichen Belastungen durch Netzentgelte führen, die unerwünschte Steuerungswirkungen entfalten, muss im Zusammenhang mit einer Überarbeitung der Netzentgeltverordnung (siehe Abschnitt 5.2) gelöst werden.

Netzentwicklungsplanung

Zumindest für die 110-Kilovolt-Ebene sollte eine transparente Netzentwicklungsplanung eingeführt werden.

Erleichterung von intelligentem Netzkapazitätsmanagement

Es soll geprüft werden, auf welchem Weg vermieden werden kann, dass für die Einspeisung kurzzeitiger Leistungsspitzen kostspielige Netzkapazitäten aufgebaut und vorgehalten werden müssen.

Es soll geprüft werden, inwieweit regulatorische Änderungen einen effizienten Einsatz von Speichern für das Kapazitätsmanagement erleichtern können.

Es sollen Vorbereitungen getroffen werden, für Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen ab einer bestimmten Leistung sowie für thermostatgesteuerte Anlagen programmierbare

Regler vorzuschreiben²¹, die autonom auf Veränderungen der Netzspannung, gegebenenfalls des Leistungsfaktors sowie je nach Anwendung auch auf Steuersignale reagieren können. Die Regler sollen unterschiedliche Nutzungen erlauben.

Für Verteilnetzbetreiber müssen Anstrengungen zum effizienten Netzkapazitätsmanagement im Benchmarking angemessen berücksichtigt werden.

²¹ generell oder durch den Verteilnetzbetreiber

4. Mittelfristige Herausforderungen: Rechtzeitig Strukturwandel einleiten

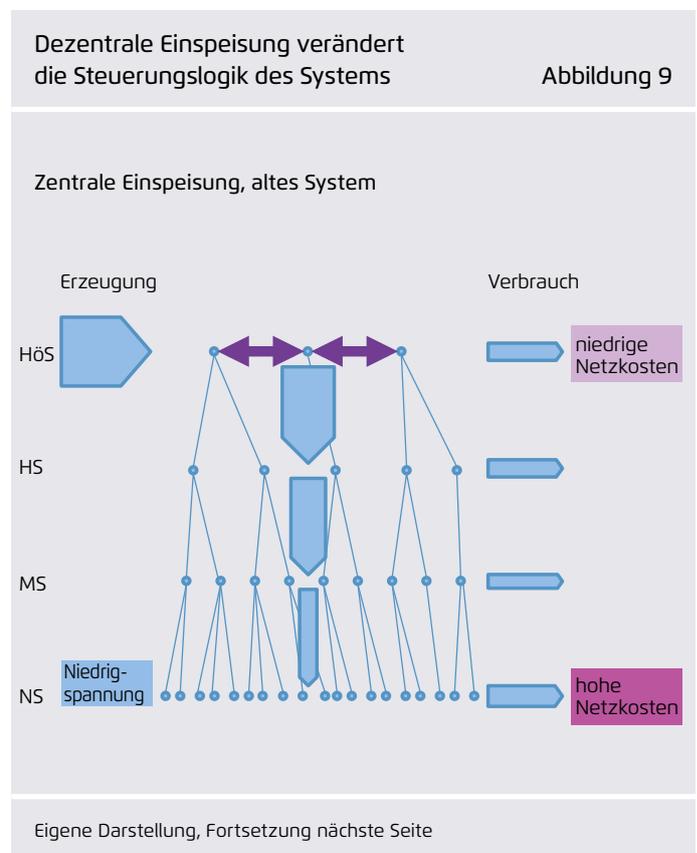
Mit den im vorangegangenen Kapitel beschriebenen Maßnahmen in den nächsten Jahren sind ernsthafte Engpässe mit vertretbaren Kosten vermeidbar. Gleichzeitig ist es aber schon jetzt notwendig, für die Jahre danach vorzusorgen, rechtzeitig einen Strukturwandel einzuleiten und Fehlinvestitionen in veraltete Technik zu vermeiden. In wenigen Jahren wird es nicht mehr ausreichen, die Netzkapazitäten besser zu nutzen. Dann wird sich unausweichlich die Frage stellen, wie und in welchem Umfang eine bessere Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch einen starken Ausbau der Netze sinnvoll ersetzen kann. Dafür müssen rechtzeitig geeignete Steuerungskonzepte und Marktmechanismen entwickelt werden. Schon heute können hier die Weichen gestellt werden, ohne dass – wie etwa bei einer forcierten Einführung regelbarer Ortsnetztransformatoren – bestehende Anlagen frühzeitig ersetzt werden müssten. Die immer flexibler werdenden Kunden, die zunehmend auch selber Strom produzieren, werden dabei eine immer wichtigere Rolle spielen. Denn nicht nur Engpässe im Verteilnetz durch dezentrale Einspeisung, sondern auch der zunehmende Anteil von fluktuierendem Strom aus Erneuerbaren Energien erfordern vermehrte Flexibilität im Verbrauch.

Investitionen in veraltete Technik vermeiden: Rahmenbedingungen müssen wachsende Flexibilitätsanforderungen wiedergeben.

Derartige Strukturänderungen sind schwierig, weil sie herkömmliche Rollen, Verantwortlichkeiten und Geschäftsmodelle infrage stellen und unterschiedliche Interessen berühren. Gleichzeitig aber muss heute von Netzgesellschaften und Privaten in Anlagen investiert werden, deren Auslegung und Rentabilität stark von den zukünftigen Rahmenbedingungen abhängt. Je länger in Strukturen investiert wird, die auf veraltete Rahmenbedingungen ausgerichtet sind, desto teurer und konfliktreicher wird das Umsteuern.

4.1 Dezentraler Ausgleich

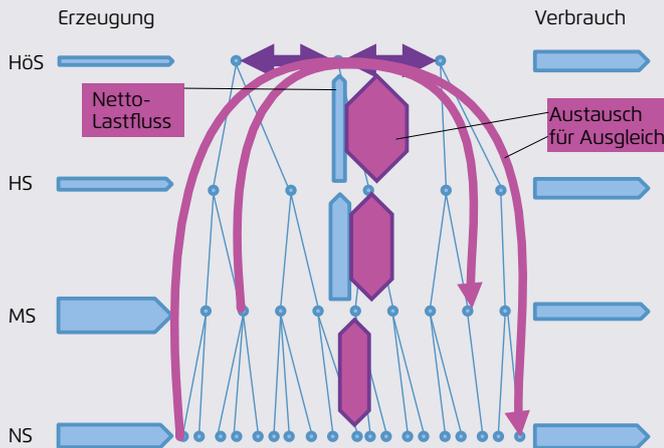
Die im letzten Kapitel diskutierte Abregelung von Einspeisern geht im Grunde schon über ein Netzkapazitätsmanagement im engeren Sinne hinaus. Grundsätzlich muss bei dezentraler Einspeisung abgewogen werden, ob durch einen dezentralen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch kostengünstig Netzkapazität ersetzt werden kann, die ohne einen solchen Ausgleich notwendig wäre, wovon natürlich die Transportaufgabe der Netze unberührt bleibt. Dafür ist jedoch eine Ergänzung der bisherigen zentralen Steuerungslogik erforderlich. Das wird in der folgenden schematischen Darstellung deutlich:



Dezentrale Einspeisung verändert die Steuerungslogik des Systems

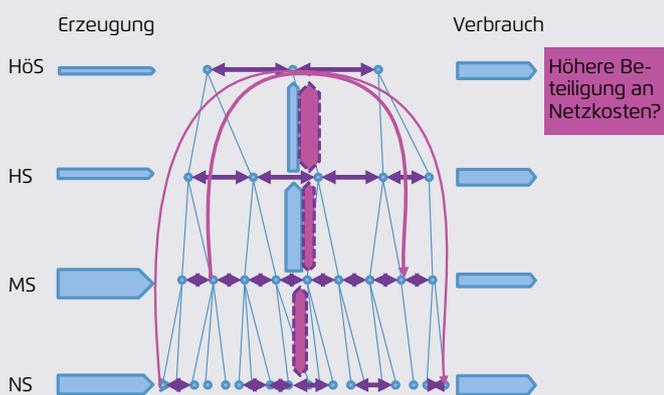
Abbildung 9 folgt

Dezentrale Einspeisung, alte Logik



- Lastflüsse drehen sich vielfach um
- bei stark dezentraler Einspeisung Saldo-Lastfluss von unten nach oben
- Saldo-Lastflüsse nehmen ab
- zusätzliche Lastflüsse für Ausgleich
- zusätzliche Netzkapazitäten notwendig

Dezentrale Einspeisung, aktiver lokaler Ausgleich



- aktives Balancing und horizontale Vermaschung könnte notwendigen Austausch deutlich verringern
- offen, wann sich zusätzlicher Aufwand für lokalen Ausgleich lohnt, um Netzbelastung zu vermeiden
- Frage der Verteilung der Netzkosten stellt sich neu

Eigene Darstellung

Verschiedene Modelle

Für einen dezentralen Ausgleich kommen im Prinzip alle Flexibilitäten auf lokaler Ebene infrage: flexible Erzeugung, flexibler Verbrauch, Speicher. Für deren Einbindung sind unterschiedliche Modelle in der Diskussion, zum Beispiel:

- kurzfristiger Ausgleich mithilfe von dezentralen Systemdienstleistungen, die vom Netzbetreiber bilateral beschafft oder auf regionalen Marktplätzen gehandelt werden (Varianten des sogenannten Ampelmodells)
- virtuelle Kraftwerke, das heißt, ausgeglichen laufende Subsysteme im regionalen Zusammenhang,²² die von Kunden, einem lokalen Versorger oder in Kooperation betrieben werden
- Microgrids²³ oder mehrstufige Steuerungssysteme unter Einbindung verschiedener Flexibilitäten

Die verschiedenen heute diskutierten Modelle unterscheiden sich vor allem in Hinblick auf:

- die Steuerungsinstanz
- die Interaktion zwischen reguliertem und wettbewerblichem Bereich (Smart Grid/Smart Market)
- die Art der Einbeziehung der Ressourcen auf Kundenseite
- die einbezogenen Zeithorizonte
- die Größe der einbezogenen Anlagen beziehungsweise Kundensysteme

Die Teilnehmer des Stakeholder-Dialogs halten es für wichtig, vor dem Ende der Legislaturperiode entsprechende Mechanismen zu entwickeln.

Beschränkung auf Systemdienstleistungen?

Umstritten ist unter den Teilnehmern, ob die Ausgleichsmechanismen zunächst auf kurzfristige Systemdienstleistungen begrenzt werden oder von Anfang an ein möglichst

22 Virtuelle Kraftwerke wurden zunächst ohne räumlichen Zusammenhang als Zusammenschluss verschiedener Komponenten im nationalen Netz diskutiert. Inzwischen verschiebt sich die Diskussion auf regionale virtuelle Kraftwerke. Wie diese mit den lokalen Netzen interagieren, müsste stärker berücksichtigt werden.

23 Der Begriff Microgrids ist insbesondere in den USA sehr gebräuchlich für Subsysteme, die im Prinzip inselfähig sind, aber normalerweise im Mehrebenen-Gesamtnetz betrieben werden.

großes Volumen umfassen sollten, was eine Einbeziehung des Energiemengenmarktes erfordern würde.

In beiden Fällen werden eher Marktmechanismen befürwortet. Dabei ist erstens zu beachten, dass es sein kann, dass nicht für alle Produkte lokal ein ausreichendes Angebot zustande kommt, um eine stabile Preisbildung zu ermöglichen, und zweitens, dass die Transaktionskosten gering gehalten werden müssen. Zur Frage, wer geeignete Marktplätze betreiben sollte, gehen die Meinungen auseinander.²⁴

Politischer Handlungsbedarf

Insgesamt lassen sich das Potenzial und die Kosten von unterschiedlichen Ansätzen zu dezentralem Ausgleich heute noch schwer abschätzen. Deshalb sind Forschung und Pilotprojekte notwendig. Auch ist anzunehmen, dass Lernprozesse die Flexibilitätspotenziale bei den Kunden deutlich erhöhen können.

Es sollten möglichst bald lokale Märkte für lokal zu erbringende Systemdienstleistungen geschaffen werden. Gleichzeitig ist über Mechanismen nachzudenken, die eine Einbeziehung von größeren Energiemengen erlauben würden. Dies muss im Gesamtzusammenhang eines neuen Marktde-signs diskutiert werden (siehe dazu den Abschnitt 5.3).

Die dezentrale Einspeisung stellt wegen veränderter Wege die heutige Netzentgeltregelung infrage. Eine künftige Regelung könnte gegebenenfalls Anreize für verstärkten dezentralen Ausgleich schaffen – Veränderungen müssen jedoch im Gesamtzusammenhang betrachtet werden (siehe 5.2).

4.2 Einbindung von Flexibilität und Eigenversorgung der Kunden

Während sich der letzte Abschnitt mit der lokalen Optimierung aus Netzperspektive befasste, geht es hier um die Frage, welche Rolle die Kunden in der Transformation des Energiesystems spielen. Wie kann die Interaktion zwischen Kunde und Versorgungssystem so gestaltet werden, dass neue technische Möglichkeiten für ein möglichst effizientes Gesamtsystem genutzt werden?

Dabei spielen mehrere Themen eine Rolle. Das älteste ist das Lastmanagement, die netzdienliche Verbrauchssteuerung beim Kunden (*Demand Response*). Um seine Potenziale nutzbar zu machen, sind Anreizsysteme und technische Einrichtungen erforderlich. Neuer ist die Einspeisung aus eigener Stromerzeugung der Kunden in KWK-Anlagen gemäß dem KWKG und vorwiegend PV-Anlagen gemäß dem EEG. Erst seit Kurzem ist ihre netzdienliche Steuerung ein Thema. Solange die EEG-Vergütung höher war als der Strompreis, erfolgte die Einspeisung aus PV-Anlagen unabhängig vom eigenen Verbrauch der Kunden. Inzwischen aber ist es wegen sinkender Erzeugungskosten und Vergütungen sowohl bei KWKG- als auch bei EEG-Anlagen interessanter, den Strom selber zu verbrauchen, als ihn einzuspeisen. Damit gewinnt die „Eigenerzeugung für Eigenverbrauch“ an Bedeutung. Und außerdem die sich damit für die Kunden eröffnende Möglichkeit, durch Lastmanagement den Eigenverbrauch zu erhöhen und damit die Kosten zusätzlich zu senken. Die dafür notwendigen privaten Investitionen in ein Energiemanagement führen zu einer beträchtlichen Erhöhung der Flexibilität der Kunden.

Die Interaktion zwischen Kundensystem und Versorgungssystem wird also immer komplexer und ist in verschiedenen Gesetzen geregelt. Um die wachsende Flexibilität auf Kundenseite für das Versorgungssystem nutzbar zu machen, ist sowohl eine Gesamtbetrachtung als auch eine Differenzierung nach verschiedenen Kundengruppen notwendig.

²⁴ Infrage kommen die Verteilnetzbetreiber, eine nationale Plattform für regionale Märkte (wie in Dänemark), oder Dritte in beliebiger Konfiguration.

Austauschmanagement an der Schnittstelle zum Kunden

Abbildung 10

Bedeutung	Verbrauchsmanagement	Einspeisemanagement	Integriertes Management mit Eigenversorgung
Industrie	◆◆◆		◆◆◆
Gewerbe	◆◆	◆◆	◆◆◆
Haushalte	◆	◆◆ ↘	◆◆◆
(unabhängige Erzeuger)		◆◆◆ ↗	

Eigene Darstellung

Verbrauchssteuerung

Die netzdienliche Steuerung von Verbrauchseinrichtungen hat schon früher eine wichtige Rolle gespielt, verlor aber mit der Liberalisierung der Strommärkte an Bedeutung. *Demand Side Management* hat vor allem bei Großverbrauchern ein beträchtliches Potenzial.²⁵ Technisch gesehen gibt es verschiedene Lösungsansätze. Jedoch fehlen unter den heutigen Rahmenbedingungen in Deutschland weitgehend Anreize oder Zugriffsmöglichkeiten. Besonders im angelsächsischen Raum wird *Demand Response* über sehr verschiedene Marktmechanismen und unterschiedliche Steuerungsmodelle zunehmend intensiv genutzt, um Flexibilität im Stromsystem bereitzustellen.²⁶ Mit verbesserten technischen Steuerungsmöglichkeiten und zunehmender Kopplung mit dem Wärmemarkt, zum Beispiel über Wärmepumpen, wächst das Potenzial.

Bei Kleinverbrauchern ist der technische Aufwand für die Nutzung der Potenziale unter Umständen recht hoch. In Pilotprojekten führten unterschiedliche Kombinationen von

technischer Einrichtung, Anreizstruktur und Kundengewohnheiten zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen.²⁷

Einspeisemanagement

Die lastabhängige Vermeidung von Einspeisespitzen aus fluktuierender Erzeugung wurde schon in Kapitel 3.3 diskutiert. Bei Vorschriften oder Anreizen zur Kappung von Einspeisespitzen wächst der Anreiz, den Überschussstrom anderweitig zu verwerten, wenn möglich durch Eigenverbrauch.

Je weiter die Einspeisevergütung für PV-Strom unter den Bezugspreis für Strom aus dem Netz sinkt, desto mehr werden neue PV-Anlagen so dimensioniert und eingesetzt, dass der produzierte Strom selbst verbraucht oder unmittelbar vermarktet werden kann. Auch damit verlagert sich das Problem der Einspeisespitzen auf Anreize zu einem netzdienlichen Energiemanagement in komplexeren Kundensystemen.

Andererseits stellt sich bei steuerbaren KWK-Anlagen die ähnliche Frage, mit welchen Mechanismen ihre hohe Flexibilität für das Gesamtsystem nutzbar gemacht werden kann.

25 Marian Klobasa u. a. (2013): *Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzelastbedarfs in Süddeutschland*. Agora Energiewende, Berlin

26 Andreas Jahn, Meg Gottstein (2013): *Nachfragesteuerung im deutschen Stromsystem – die unerschlossene Ressource für die Versorgungssicherheit*. Regulatory Assistance Project (RAP), Berlin

27 Dabei spielen auch kulturelle Prägungen eine Rolle, wie etwa das Beispiel Italien zeigt.

Eigenversorgung: Die Herausforderungen

Die direkte Kopplung von fluktuierender Erzeugung und Verbrauch beim Kunden eröffnet neue Chancen und Risiken. Wenn Eigenerzeugung von Strom günstiger ist als Fremdbezug, nimmt der Anreiz zu, durch flexibles Energiemanagement den Eigenverbrauch zu erhöhen. Die Kopplung mit der Wärmeversorgung und in Zukunft auch der Einsatz von Stromspeichern bieten ein hohes Potenzial für flexiblere Interaktion mit dem Netz. Eine geeignete Gestaltung der Rahmenbedingungen muss dafür sorgen, dass die betriebswirtschaftliche Optimierung der Kunden die Stabilität und Effizienz des öffentlichen Versorgungssystems stützt.

In der energiepolitischen Debatte werden in diesem Zusammenhang vor allem zwei Herausforderungen diskutiert:

- die vermehrte Nutzung von Flexibilitäten auf Kunden-
seite für das öffentliche Versorgungssystem, einschließlich der Vermeidung von Einspeisespitzen
- der durch zunehmende Eigenversorgung abnehmenden Strombezug und dadurch unter den heutigen Rahmenbedingungen abnehmende Deckungsbeiträge für a) die Netzkosten, b) die EEG-Umlage sowie c) geringere Steuereinnahmen und Konzessionsabgaben

Diese Herausforderungen stellen sich sehr unterschiedlich dar, je nachdem, ob es sich um:

- steuerbare Eigenerzeugung aus konventionellen Energien (KWK) oder fluktuierende Eigenerzeugung aus Erneuerbaren Energien (Sonne und Wind) handelt oder um
- leistungsgemessene Kunden oder Kleinkunden mit Standardlastprofilen.

Eigenversorgung in der Industrie

Insbesondere die Industrie erzeugt schon lange einen großen Anteil des von ihr verbrauchten Stroms selbst, vor allem in konventionellen KWK-Anlagen sehr unterschiedlicher Größe. Für die EEG-Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber wurde geschätzt, dass die EEG-befreite industrielle und gewerbliche Eigenerzeugung zum Eigenverbrauch zwischen 2012 und 2017 von 53,4 TWh auf 55,4 TWh zunehmen, während der PV-Eigenverbrauch

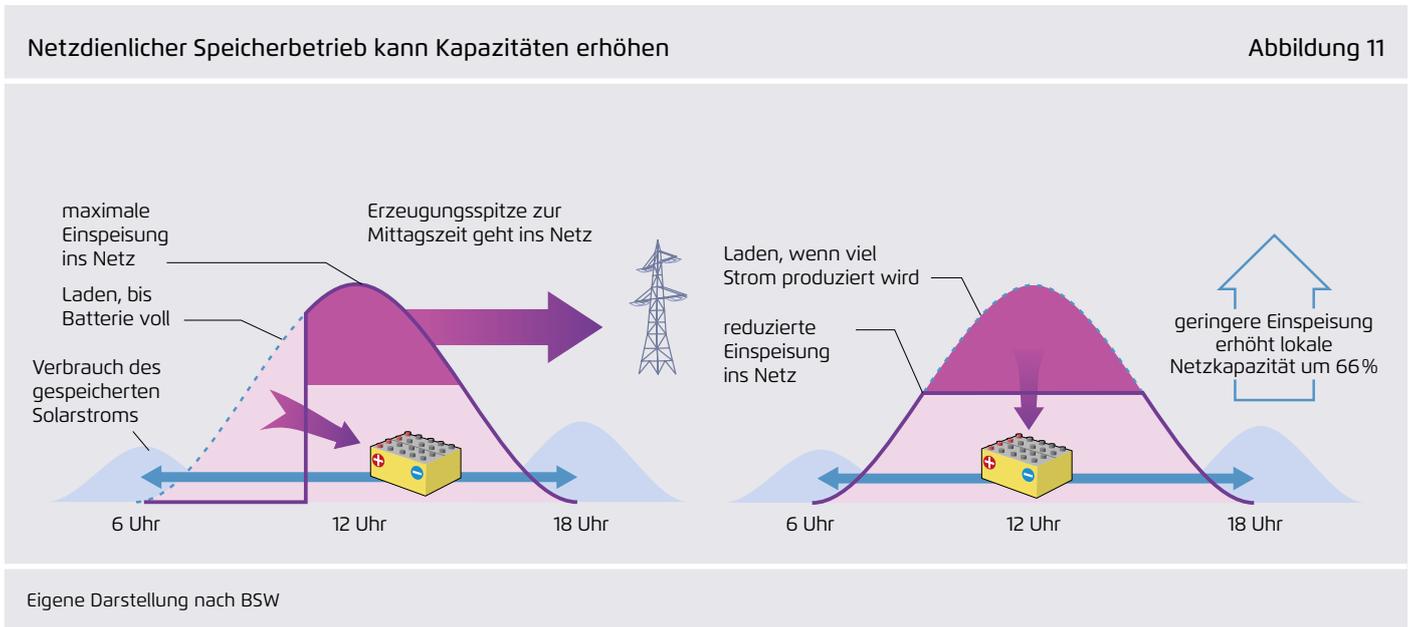
von 1,1 auf 6,9 TWh ansteigen wird.²⁸ Die Teilnehmer des Stakeholder-Dialogs vermuten in beiden Bereichen, insbesondere bei der konventionellen Eigenerzeugung mit KWK, stärkere Zuwächse.²⁹ Jedenfalls bleibt im Betrachtungszeitraum die konventionelle Eigenerzeugung in der Industrie viel höher als die erneuerbare Eigenerzeugung in allen Verbraucherkategorien.

In der Debatte um die Umlagenbefreiung von Eigenverbrauch und privilegiertem Verbrauch ist es hilfreich, sich die Dimensionen zu vergegenwärtigen. Nach der oben zitierten Schätzung wären bei unveränderter Rechtslage 2017 folgende Anteile des Nettostromverbrauchs vom EEG befreit: Eigenversorgung PV: 1 Prozent, Eigenversorgung konventionell: 11 Prozent, privilegierter Letztverbrauch: 19 Prozent. Bei den Netzentgelten ist die Lage komplexer.

Industrie- und Gewerbekunden mit konventioneller Eigenerzeugung sind leistungsgemessen und speisen in der Regel nicht ein. In ihrer Interaktion mit dem Netz verursachen sie daher keine zusätzlichen Probleme. Durch die Einführung von immer wirksameren Energiemanagementsystemen verbessert sich ihre Flexibilität, doch wird diese relativ selten für den steigenden Flexibilitätsbedarf des öffentlichen Versorgungssystems genutzt, weil Anreize fehlen.

²⁸ Prognos (2012): *Letztverbrauch bis 2017, Planungsprämissen für die EEG-Mittelfristprognose*. Berlin, November 2012, S. 23

²⁹ Laut einer DIHK-Umfrage (siehe *IHK-Energiewende-Barometer 2012*) hat jedes zehnte Unternehmen eigene Erzeugungskapazitäten aufgebaut, ein Viertel ist dabei oder überlegt sich diesen Schritt.



Eigenversorgung in Gewerbe und Haushalt

Im Gegensatz zu den Haushalten, die einen beträchtlichen Anteil ihres Stromverbrauchs in den Morgen- und Abendstunden haben, passt die Verbrauchskurve in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen oft recht gut zum Verlauf der Sonneneinstrahlung. Damit lassen sich Photovoltaikanlagen relativ einfach für die Eigenversorgung nutzen, vor allem wenn zudem ein hoher Anteil des Stroms für die Wärme- und Kälteerzeugung genutzt wird. Das lässt erwarten, dass die Eigenversorgung in diesem Bereich stark ansteigen wird, wenn die Preisrelation zwischen Eigenerzeugung und Fremdbezug noch interessanter wird. Noch wird in vielen Firmen eine Beschäftigung damit jedoch durch den Mangel an eigenen Fachkenntnissen beziehungsweise geeigneten Geschäftsmodellen gebremst.

Während die Investitionen für Eigenerzeugung in Gewerbe und Industrie weitgehend ökonomischen Rentabilitäts-erwägungen folgen, ist dies bei Investitionen in privaten Haushalten nicht unbedingt der Fall. Private Solaranlagen werden zunehmend als langlebige Konsumgüter betrachtet – wie Autos, Küchen oder Badezimmer. Sicherheitsbedürfnis, Streben nach Unabhängigkeit, Prestige, Ästhetik, Umweltschutz, politische Motivationen etc. werden neben Kosteneffizienz ebenfalls zu Investitionskriterien. Damit stoßen Bestrebungen, eine gesamtwirtschaftlich kosteneffiziente

Gestaltung der Stromversorgung mit geeigneten Steuerungsinstrumenten durchzusetzen, zunehmend an Grenzen. Trotzdem wird erwartet, dass die Zunahme der Eigenversorgung mit Photovoltaik zunächst vor allem im Gewerbe erfolgen wird. Vielfach wird befürchtet, dass insgesamt eine massive Zunahme der Eigenversorgung die Finanzierung der allgemeinen Stromversorgungs-Infrastruktur schmälern könnte.

Lösungsansätze: Nutzung von Flexibilität auf Kundenseite für das Versorgungssystem

Bei leistungsgemessenen Großkunden sind die technischen Voraussetzungen für die Nutzung vorhandener Flexibilitäten für das allgemeine Versorgungssystem weitgehend gegeben. Offen ist, über welche Anreize und Anforderungsmechanismen die Einbindung erfolgen soll, und vor allem, welche Flexibilitätsanforderungen aus welcher Systemebene über welche energiewirtschaftlichen Akteure – in Einklang mit der Entflechtung von reguliertem und wettbewerblichem Bereich – diese Anreize und Anforderungen auslösen sollen. Es muss gewährleistet werden, dass möglicherweise gegenläufige Anforderungen aus verschiedenen Systemebenen sich beim Kunden zu einem eindeutigen Signal addieren, das ein verteilnetzkompatibles Verhalten bewirkt. Ein Ansatz, der das leisten soll, ist das Modell der „Netzampel“: Wie allerdings in der eigentlich interessanten

„gelben Ampelphase“ die Koordination zwischen verschiedenen Akteuren und Systemebenen tatsächlich stattfinden soll, ist noch nicht ausdiskutiert.³⁰

Für die systemstützende Einbindung von Kleinkunden sind verschiedene Steuerungsmodelle in Diskussion. Im Gegensatz zu den leistungsgemessenen Kunden sind die einzelnen Potenziale hier klein. Die messtechnische Erfassung und die kommunikative Anbindung dieser Kunden sind bisher sehr einfach. Das Verhalten wird statistisch mit Standardlastprofilen berücksichtigt und der Verbrauch über längere Zeiträume summiert abgerechnet. Wenn in größerem Ausmaß Einspeisung von Strom aus eigener Erzeugung erfolgt, ist die technische Schnittstelle aufwendiger. Bei Verbrauchssteuerung, Einspeisemanagement und Eigenversorgung stellt sich die Frage, wie mit möglichst geringem technischem und organisatorischem Aufwand der Austausch des Kunden mit dem Netz beeinflusst und in der Versorgungsplanung berücksichtigt werden kann. Dafür ist nicht unbedingt der gleiche Aufwand wie bei leistungsgemessenen Kunden notwendig. Die Teilnehmer des Stakeholder-Dialogs tendieren zu einer weitgehenden Lenkung durch Preissignale, die für einzelne Systemdienstleistungen durch programmierte Reaktionen auf Netzparameter oder Steuersignale ergänzt wird. Bei der Generierung von Preissignalen stellen sich ähnliche Fragen wie oben bei den leistungsgemessenen Kunden diskutiert. Auch ohne aufwendige Feinsteuerung bieten sich gegenüber den heute dominierenden gleichbleibenden Arbeitstarifen wesentliche Verbesserungen an. Zeitabhängigen Arbeits- und Leistungspreisen sowie einer stärkeren Gewichtung von Leistungspreisen wird von den Dialogteilnehmern eine hohe Bedeutung zugemessen.

Ein wichtiger Hebel für eine Steuerung durch Preissignale wird in den Netzentgelten gesehen. Sie machen heute bei

den Kleinkunden über 20 Prozent der Stromkosten aus.³¹ Die dahinterstehende Kostenstruktur ist abhängig von der Leistungskapazität und nicht von der gelieferten Arbeit. Wenn die Netzentgelte nicht nur bei den leistungsgemessenen, sondern auch bei den Kleinkunden leistungsabhängig erhoben und auf die Jahreshöchstlast bezogen würden, dann ergäbe sich ein Anreiz, Lastspitzen zu reduzieren.³² Gleichzeitig taucht aber bei einer Neugestaltung der Netzentgelte eine Reihe weiterer Fragen und Gestaltungsoptionen auf, deren Auswirkungen ohne eingehendere Untersuchungen schwer abzuschätzen sind. Mehr zu Netzentgelten in Abschnitt 5.2.

Lösungsansätze: Umsatzrückgang durch Eigenversorgung?

In der Diskussion über die Belastung des Gesamtsystems durch Eigenversorgung sollten mehrere Aspekte unterschieden werden. Zum einen die im gegenwärtigen Tarifsystem für Kleinverbraucher ungenügende Beteiligung an den Bereitstellungskosten des Versorgungssystems für den Fall, dass die Eigenversorgung ausfällt: Die Abrechnung nach Kilowattstunden deckt nicht die Kosten für den Bezug hoher Leistungen an wenigen Stunden im Jahr. Dem kann durch eine Umtellung auf stärker leistungsbezogene Preise entgegengewirkt werden (siehe oben).³³ Zum anderen die Befürchtung, dass die Effizienz des allgemeinen Versorgungssystems durch abnehmenden Strombezug sinkt und dadurch die Kosten weiter steigen, was zusätzlichen Anreiz zur Eigenversorgung gibt: Das wirft auch verteilungspolitische Probleme auf, da nicht alle Kunden die Möglichkeit zur Eigenversorgung haben und außerdem zukünftig anfallende Kosten zu einem beträchtlichen Teil durch Entscheidungen in der Vergangenheit bedingt sind. Daher wird von manchen über zusätzliche Abgaben für Eigenverbrauch disku-

30 Dabei steht das Lastmanagement nach § 14a EnWG zurzeit im Vordergrund. Siehe zum Beispiel BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2013). § 14a EnWG: Konkretisierung der Aggregationsebene und Verzahnung mit dem Netzausbau. Berlin, BDEW

31 <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/168549/umfrage/netzentgelt-anteil-am-gesamtelektrizitaetspreis-seit-2006/>

32 Tatsächlich werden auch bei den leistungsgemessenen Kunden die Netzentgelte seit der Liberalisierung zunehmend arbeits- und nicht leistungsbezogen erhoben. Auch hier wäre eine Umkehr sinnvoll.

33 Siehe dazu auch: enervis and BET (2013): *Ein zukunfts-fähiges Energiemarktdesign für Deutschland*. Berlin, VKU, Verband kommunaler Unternehmen e. V.

tiert, die, je nach Ausgestaltung, allerdings auch auf die herkömmliche konventionelle Eigenversorgung in der Industrie Anwendung finden könnten.

Zur Frage, ob Eigenverbrauch und Eigenerzeugung innerhalb des Kundensystems gemessen und mit Umlagen und Abgaben belastet werden sollen, gibt es unter den Dialogteilnehmern sehr unterschiedliche Einschätzungen. Wenn überhaupt, dann wird dafür plädiert, dass eher keine EEG- und KWK-Abgaben, dafür aber Steuern erhoben werden. Deutlich überwiegt die Einschätzung, dass der administrative Aufwand für die notwendige Erfassung relativ hoch ist und dass Eigenerzeugungsanlagen erst ab einer Größe erfasst werden sollen, die heute übliche kleinere Dachanlagen übersteigt. Mit deutlicher Mehrheit wird abgelehnt, dass Eigenverbrauch auch dann mit Abgaben und Umlagen belastet werden soll, wenn das System nicht an das öffentliche Versorgungsnetz angeschlossen ist. Ein Anschlusszwang wird ebenfalls mehrheitlich abgelehnt.

Gestaltung der technischen Schnittstelle

Angesichts der noch bestehenden Unsicherheiten und beträchtlichen technischen Entwicklungspotenziale beim Einbezug privater Kundensysteme in die Gesamtsystemsteuerung sollte bei der Gestaltung der technischen Schnittstelle auf schlanke, skalierbare Lösungen gesetzt werden. Wichtig ist hier, dass internationalen Standards entsprechende interoperable Lösungen gefunden werden. Bei hoher Steuerungsautonomie der Kundensysteme wären die Kommunikationsanforderungen wesentlich geringer als bei externer Steuerung. Siehe dazu auch Abschnitt 5.4. Durchaus unterschiedliche Einschätzungen gibt es dazu, in welchem Ausmaß und mit welchen technischen Anforderungen ein Roll-out von intelligenten Messsystemen (Smart Meters) sinnvoll ist. Die Schlussfolgerungen der kürzlich erschienenen Kosten-Nutzen-Analyse werden nicht von allen geteilt.³⁴ Die unterschiedlichen Haltungen liegen darin be-

34 Die Kosten-Nutzen-Analyse im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums (Ernst & Young 2013) rechnet im empfohlenen „Roll-Out-Szenario plus“ bis 2022 mit Investitionen von 7,0 Milliarden Euro zuzüglich 6,7 Milliarden Euro an laufenden Betriebsausgaben. In dem Szenario wird angenommen, dass intelligente Zähler schon für Erzeugungsanlagen ab

gründet, dass die Vorstellungen über das sinnvolle Ausmaß einer externen Steuerung von Kundenanlagen weit auseinander liegen.

4.3 Vermehrte Systemverantwortung der Verteilnetze und Koordination zwischen Systemebenen

Mit der Verlagerung der Einspeisung vom Übertragungs- in das Verteilnetz kommen auf die Verteilnetzbetreiber neue Verantwortungen und Aufgaben zu. Die zunehmend gemeinsame Verantwortung für die Systemstabilität erfordert auch eine engere Koordination zwischen den Netzebenen, sowohl in der Netzplanung als auch im Betrieb.

Erbringung und Koordination von Systemdienstleistungen im Verteilnetz

Mit abnehmender Kraftwerksleistung der Großkraftwerke müssen dezentrale Erzeugungsanlagen zunehmend die Erbringung von Systemdienstleistungen übernehmen. Da sie auf Verteilnetzebene einspeisen, müssen die Verteilnetzbetreiber hier neue Koordinationsaufgaben wahrnehmen.

Das betrifft auf die Dauer alle Arten von Systemdienstleistungen: Momentanreserve, Regelenergie (wo die Abgrenzungen zwischen Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung aufgrund neuer technischer Möglichkeiten auch neu definiert werden könnten), Bereitstellung von Kurzschlussleistung, Koordination der Blindleistungsregelung, Schwarzstartfähigkeit und Redispatch. Alle diese Dienstleistungen müssen beschafft, im eigenen Netzgebiet eingesetzt und mit dem übergeordneten und gegebenenfalls auch mit benachbarten und untergeordneten Netzen koordiniert werden.

Das erfordert den Aufbau

- von neuem Know-how und Personalkapazitäten
- von angemessenen Messnetzen und Steuerungszentralen
- von internen Vorschriften und Abläufen

250 Watt (das entspricht der Leistung eines PV-Moduls) eingesetzt werden. Die behauptete gesamtwirtschaftlich positive Bilanz ergibt sich wesentlich aus der Netzdienlichkeit von 11,9 Millionen Messsystemen. Siehe dazu auch 3.3 und Abbildung 8

- von Marktmechanismen und Marktplätzen
- von mehr oder weniger aufwendigen Systemen für die Kommunikation mit den Erbringern von Systemdienstleistungen – je nach deren Anzahl und Art der Einbindung
- von Datenaustausch und Koordination mit den anderen Netzen

Kleinere Verteilnetzbetreiber werden das nicht alleine leisten können. Kooperationen und spezialisierte Dienstleister werden eine zunehmende Rolle spielen (siehe auch 5.1).

Falls wettbewerbliche Aggregatoren dezentral erbrachte Systemdienstleistungen bündeln, müssten sie sich eng mit den Verteilnetzbetreibern abstimmen, um zusätzliche Netzengpässe zu vermeiden.

Die Entwicklung von Standards kann und muss zu kostengünstigen Lösungen für diese Aufgaben beitragen. Angesichts der Vielfalt von diskutierten Ansätzen und der Geschwindigkeit technologischer Entwicklungen ist es gleichzeitig sinnvoll, dass Verteilnetzbetreiber mit unterschiedlichen Konzepten und unterschiedlichem Instrumentenmix um die effizientesten Lösungen konkurrieren.

Koordination im Mehrebenensystem

Viele dieser Aufgaben berühren die in den letzten Abschnitten beschriebenen Herausforderungen im Management des eigenen Netzes und in der Interaktion von Netz und Vertrieb mit den Kunden. Herauszuheben ist hier, dass erst die Interaktion mit dem Übertragungsnetz beziehungsweise mit übergeordneten Netzen das Bild der neuen Herausforderungen vervollständigt. Es geht darum, gemeinsame Verantwortung für die Versorgungssicherheit in einem Mehrebenensystem zu organisieren, nachdem bisher die Verantwortung auf der Übertragungsebene konzentriert war. Dazu gehört dann auch die europäische Ebene, mit der sich die nationalen Übertragungsnetze zunehmend koordinieren müssen. Gleichzeitig mit der Regionalisierung der Stromversorgung haben wir es mit einer Europäisierung zu tun. Gemeinsame Normen und Standards werden zunehmend auf europäischer Ebene entwickelt. Von besonderer Bedeutung sind hier die Network Codes. Weil diese sich zunächst auf Übertragungsnetze beziehen, sind die Verteil-

netzbetreiber in dieser Debatte wenig präsent, obwohl die Folgen auch für die Verteilnetze weitreichend sind. Hier ist eine wesentlich stärkere Verknüpfung der nationalen und europäischen Diskussionen dringend notwendig.³⁵

Um sich in dieser komplexen Mehrebenenkoordination zurechtzufinden und um fruchtbare Vielfalt, die neue Lösungen hervorbringen kann, nicht durch schwerfälligen Zentralismus und eine Explosion von Kommunikationsanforderungen zu ersticken, ist es wichtig, das Prinzip der Subsidiarität nicht aus den Augen zu verlieren: Kompetenzen sollten nur dann an eine höhere Ebene abgegeben werden, wenn diese die Aufgabe besser lösen kann. Das gilt auch innerhalb des eigenen Netzes: Was – gegebenenfalls mit neuer Technik – im Kundensystem oder einem Teilnetz gut geregelt werden kann, sollte nicht von einer übergeordneten Ebene gesteuert werden.

Politischer Handlungsbedarf

Die soeben beschriebene Verlagerung zieht sich durch alle energiepolitischen Maßnahmen und muss Schritt für Schritt erfolgen. Koordinationsmechanismen und Kommunikationsstandards werden von den zuständigen Verbänden, den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur entwickelt. Spezifischer politischer Handlungsbedarf besteht bei der Verpflichtung und Ermächtigung der Verteilnetzbetreiber, selbstständig Systemdienstleistungen zu erbringen und zu koordinieren. Das hat Konsequenzen für das Marktdesign (Abschnitt 5.3), die Anreizregulierung (5.1), das Energieinformationssystem (5.4) und die Netzentgelte (5.2).

³⁵ siehe auch Ruggero Schleicher-Tappeser (2012): *The smart grids debate in Europe*. SEFEP working paper, Smart Energy for Europe Platform, Berlin http://www.sefep.eu/activities/publications-1/SEFEP-SmartGrids_EU.pdf

5 Handlungsfelder der Energiewende: Optionen klären, Interessen abwägen, entscheiden

Die im vorherigen Kapitel formulierten Herausforderungen sind nicht deckungsgleich mit den Instrumenten, die zu ihrer Lösung erforderlich sind. Mehrere Lösungsansätze überlappen sich. An verschiedenen Punkten tauchen Fragen des Marktdesigns, der Netzentgelte, nach einem Energieinformationssystem auf, die jeweils nur im Gesamtzusammenhang dieser Instrumente zu diskutieren sind. Deshalb fließen mehrere Argumentationslinien in diesem Kapitel in verschiedenen „Baustellen“ zusammen, die die Diskussion um die Energiewende prägen.

Die Transformation des Stromsystems ist ein Lernprozess: Klare Alternativen fördern neue Geschäftsmodelle und Interessenausgleich.

Die Komplexität der Zusammenhänge und die Reichweite der Auswirkungen von Änderungen am bisherigen System bringen es mit sich, dass es zu vielen dieser Fragen kontroverse, mitunter interessenbedingte, Standpunkte gibt. Oder vielmehr: Häufig sind es Ahnungen und noch keine Positionen, denn die Diskussion befindet sich vielfach in einem frühen Stadium und die Alternativen sind noch nicht geklärt.

In diesem Kapitel können daher vielfach noch keine Vorschläge für konkrete Maßnahmen formuliert werden, sondern eher Fragen und Vorschläge für die Herausarbeitung konkreter Alternativen. Übersetzt in politische Handlungsvorschläge heißt dies, dass die Politik Prüfungsaufträge vergeben und Klärungsprozesse vorantreiben muss, damit rechtzeitig Entscheidungen über die Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen gefällt werden können.

5.1 Anreizregulierung – Innovationen erleichtern

Grundvoraussetzung für den Umbau der Verteilnetze für die Energiewende ist ihre Finanzierung und deren Steuerung.

Im Abschnitt 3.4 wurden bereits Grundsätze für die Überprüfung der Anreiz- und Finanzierungsmechanismen formuliert.

Konkrete Herausforderungen für die Verteilnetze, für die innovative Lösungen gefunden und umgesetzt werden müssen, wurden in den vorangehenden Kapiteln dargestellt. Besonders in Abschnitt 4.3 wurde deutlich, dass auf die Verteilnetzbetreiber ganz neue Aufgaben zukommen, die nicht nur Investitionen in Anlagen erfordern, sondern auch erhebliche Betriebskosten. Diese neuen Anforderungen müssen in den Aufgabenkatalog der Verteilnetze eingehen, der der Anerkennung der Kosten durch den Regulierer zugrunde liegt.

Die Mehrheit der Dialogteilnehmer ist der Ansicht, dass die Anreizregulierung zur Entwicklung langfristig effizienter Betriebsstrukturen beitragen könnte, indem insbesondere räumlich zusammenhängende Kooperationen angeregt und angereizt werden (siehe auch 4.3).

5.2 Netzentgelte – an der Leistung orientieren

Neuregelung von entscheidender Bedeutung

Die Teilnehmer des Stakeholder-Dialogs sind der Ansicht, dass die Neuregelung der Netzentgelte sehr wichtig ist und schnell angegangen werden sollte.

Die heutige Netzentgeltregelung hat im alten Versorgungssystem mit zentralen Großkraftwerken und passiven Kleinverbrauchern gute Dienste geleistet. Im kommenden System mit fluktuierender dezentraler Erzeugung und zunehmend aktiven Verbrauchern sollte sie konsequent weiterentwickelt werden. Die heutige Regelung führt zu Fehlsteuerungen, weil die Kostenstrukturen nicht korrekt abgebildet werden, insbesondere wenn die Netzentgelte bei Kleinverbrauchern mit Standardlastprofil vorwiegend auf die Kilowattstunde umgelegt werden. Die Netzkosten sind eine

Funktion der Jahreshöchstlast, was beim leistungsgemessenen Bezug aus dem Netz ja auch berücksichtigt wird und zur Vermeidung von Lastspitzen führt.³⁶

Veränderung der Wege des Stroms macht Überprüfung nötig

Zudem hat die dezentrale Einspeisung eine zunehmende Veränderung der Wege des Stroms von der Erzeugung zum Verbrauch zur Folge. Das sollte zu einer umfassenden Überprüfung der Zuweisung der Netzkosten auf die Spannungsebenen und der ergänzenden Vorschriften zu vermiedener Netznutzung Anlass geben. Die Diskussion um die Regelung zur Erstattung vermiedener Netzentgelte³⁷ stellt dazu erst einen Anfang dar.³⁸

Dem Vorschlag, mit variablen Netzentgelten Knappheiten bei den Netzkapazitäten abzubilden, stehen die Teilnehmer eher skeptisch gegenüber. Eine Berechnung nach vorgegebenen Regeln wie bisher wird einer denkbaren Ermittlung mithilfe eines Marktmechanismus eindeutig vorgezogen.³⁹

Leistungsbezogene Nutzungsentgelte auch für Kleinverbraucher?

Wie im Abschnitt 4.2 angesprochen, scheint es erwägenswert, das bei den leistungsgemessenen Verbrauchern bewährte Grundprinzip des leistungsbezogenen Nutzungsentgelts konsequent auch auf Kleinkunden aus-

36 Wie bei allen Anreizen, die das jetzige Verhalten beeinflussen, bleiben gegebenenfalls Überkapazitäten, die aufgrund von früherem Verhalten gebaut wurden, unberücksichtigt. Dieser, von der spezifischen lokalen Situation abhängige Effekt ist schwer zu vermeiden.

37 § 18 StromNEV in Verbindung mit § 24 EnWG, § 35 Abs. 2 EEG und § 4 Abs. 3 KWKG

38 <http://www.vku.de/energie/netzzugang-netzanschluss-elekt-rizitaet/vermiedene-netznutzungsentgelte/bnetza-gefaehrdet-die-dezentrale-erzeugung-vku-legt-minister-roesler-vor-schlaege-fuer-die-vermiedenen-netznutzungsentgelte-vor.html>

39 Ausschlaggebend für die Skepsis ist – neben dem vermutlich schlechten Aufwand-Nutzen-Verhältnis – die Konkurrenz zu flexiblen Preismodellen der Stromvertriebe. Hier ist beispielsweise die Korrelation zwischen lokalen Engpässen im Verteilnetz und der EEX ungeklärt.

zudehnen.⁴⁰ Wo die Leistung nicht gemessen wird, kann die Leistungsbegrenzung durch entsprechende Sicherungen erfolgen. Den Kleinverbrauchern bleibt es überlassen, ihr Verhalten an die von ihnen selber gewählte maximale Leistung anzupassen – Beispiele aus anderen Ländern zeigen, dass das gut funktioniert.⁴¹ Zu weitergehenden Änderungen der Netzentgeltregelung wie die Neuregelung oder Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte oder die Erhebung von Netzentgelten für Einspeiser bestehen unterschiedliche Einschätzungen der Akteure.

Regionale Ungleichgewichte

Heute führt der Wälzungsmechanismus bei der Netzentgeltberechnung teilweise zu beträchtlichen regionalen Ungleichgewichten, weil die Mehraufwendungen für den Netzbau für die Energiewende regional unterschiedlich sind. Es sollte geprüft werden, ob ein Ausgleichsmechanismus sinnvoll ist, um unerwünschte regionalwirtschaftliche Steuerungseffekte zu vermeiden.

5.3 Marktdesign – Anforderungen an das institutionelle Systemdesign

Die Teilnehmer des Stakeholder-Dialogs sind der Ansicht, dass ein umfassendes Konzept für ein neues Marktdesign dringend notwendig ist und dass entsprechende Regelungen in einer ersten Etappe noch in dieser Legislaturperiode verabschiedet werden müssten. Im Rahmen des Stakeholder-Dialogs konnten jedoch nur einige Anforderungen an ein neues Marktdesign aus Netzsicht diskutiert werden.

40 Einige Teilnehmer plädieren dafür, bei vorwiegender Leistungsbezogenheit der Umlage eine kleine Arbeitskomponente beizubehalten.

41 Zum Beispiel in Italien ist ein üblicher Haushaltsanschluss seit jeher auf drei Kilowatt begrenzt. Das flächendeckende *Roll-out* von *Smart Meters* konnte durch den damit möglichen Wegfall der mit der alten Technik notwendigen Toleranzen finanziert werden. Da die Kunden gewohnt sind, auf ihren Verbrauch zu achten, haben zeitabhängige Tarife eine relativ gute Steuerungswirkung. Siehe: Schleicher-Tappeser, Ruggero (2012): *How renewables will change electricity markets in the next five years*. Energy Policy, Volume 48, September 2012, Pages 64 - 75

Komplexe Marktstrukturen vereinfachen

Die Märkte, Prozessanforderungen und Rollenverteilungen im liberalisierten Elektrizitätssystem sind bereits sehr komplex. Die zusätzliche Berücksichtigung dezentraler fluktuierender Einspeisung in die Verteilnetze, aktiv optimierender Kunden und wichtiger werdender europäischer Zusammenhänge in einem Mehrebenensystem führt zu zunehmender Komplexität, die mit der gegenwärtigen Systemarchitektur schwer zu bewältigen ist. Deshalb scheint es unerlässlich, systematisch nach neuen Möglichkeiten zur Bewältigung der Systemkomplexität zu suchen. Technische, organisatorische und institutionelle Aspekte sind hier eng verflochten. Neue flexible Technologien eröffnen teilweise neue Möglichkeiten der Komplexitätsreduktion durch dezentrale Steuerung.

Mit der Ersetzung integrierter Monopolunternehmen durch liberalisierte Strommärkte wurden Marktmechanismen und Märkte geschaffen, die auf die damals dominierende zentrale Stromerzeugung und auf die damaligen Charakteristiken der Stromerzeugungstechnologien und Steue-

rungstechniken ausgerichtet waren. Dabei wurden teilweise Planungstechniken aus der Monopolzeit übernommen. Die IKT der 1990er-Jahre erlaubte es aber bereits, eine Vielzahl neuer Marktrollen zu schaffen und deren rechtzeitige Koordination und gegenseitige Abrechnung in einem nationalen Markt zu gewährleisten. Eingespielten technischen Koordinationsmechanismen wurden komplexe kommerzielle Strukturen an die Seite gestellt und mit diesen verknüpft:

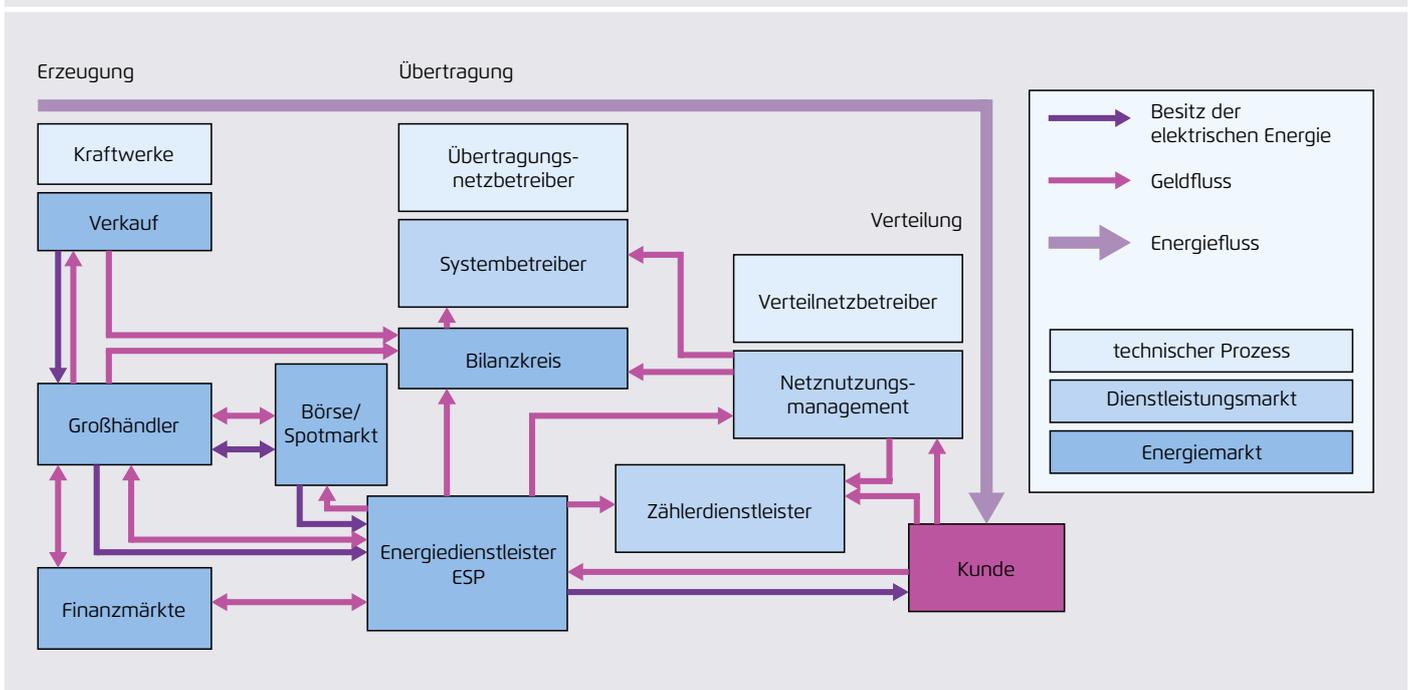
Viele Charakteristiken der herkömmlichen Technologien, auf die die damals eingeführten Märkte und Planungsmethoden zugeschnitten wurden, treffen mit dem Übergang zu fluktuierenden Erneuerbaren immer weniger zu:

- *Erzeugung*: Anlagengröße, Anlagenzahl, Steuerbarkeit, Prognostizierbarkeit, fixe/variable Kosten, Gradienten, Einspeisepunkte, Lebensdauer, Innovationszyklen, Kostendegression
- *Netztechnik*: Messtechnik, Leistungselektronik, Kommunikation, Blindleistungsbereitstellung, Speicher⁴²

42 Blindleistungsbereitstellung und Speicher gehören nicht im

Rollen in liberalisierten Elektrizitätsmärkten

Abbildung 12



Eigene Darstellung nach Jochen Kreusel (2009): Funktionsweise liberalisierter Energiemärkte. In: Valentin Crastan: Elektrische Energieversorgung 2, 2009

→ *Verbrauch*: Kosten und Möglichkeiten elektronischer Gerätesteuerung, Messtechnik, Energiemanagement, Energieeffizienz, Wärmepumpen, Wärmespeicher, Elektromobilität, Leistungselektronik, Gleichstromgeräte, Batterien, Lebensdauer, Innovationszyklus, Gerätepreise

Damit eröffnen sich ganz neue Optionen. Eine Gesamtkonzeption für eine Transformation der Rahmenbedingungen müsste sie systematisch ausloten und nutzen.

Systemdienstleistungen

Im Zusammenhang mit fast allen Herausforderungen (Abschnitte 3.3, 4.1, 4.2, 4.3) tauchte die Notwendigkeit auf, die Beschaffung, den Einsatz und die Strukturierung von Systemdienstleistungen zu überdenken. Die sich aus zunehmend dezentraler fluktuierender Einspeisung ergebenden Herausforderungen und das Bestreben, die Kapazität existierender Leitungen besser auszulasten, erfordern einen vermehrten und räumlich differenzierteren Einsatz von Systemdienstleistungen.

Die zunehmend dezentrale Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch eine Vielzahl von Anlagen im Verteilnetz und der zunehmende Einsatz von Systemdienstleistungen für räumlich begrenzte Probleme wie Spannungshaltung und lokalen Ausgleich lassen es sinnvoll erscheinen, die Beschaffung von Systemdienstleistung zunehmend über regionale Märkte durch die Verteilnetzbetreiber zu organisieren (siehe Abschnitt 4.3) oder Systemdienstleistungen unmittelbar vor Ort ohne die Vermittlung von Märkten zu beschaffen. Das hätte dann auch Folgen für die nationalen beziehungsweise übertragungsnetzbezogenen Systemdienstleistungs-Märkte und die Rolle der Aggregatoren.

Moderne Technik erlaubt es, bei manchen Systemdienstleistungen noch einen Schritt weiter zu gehen und sie mit geringem Aufwand automatisch und regelbasiert vor Ort zu erbringen. Im besten Fall können einfache Vorschriften auf-

wendige Koordination, Ausschreibungen und Marktplattformen ersetzen.

Auch die Abgrenzung und Strukturierung verschiedener Arten von Systemdienstleistungen, die ja für die herkömmliche Technik konzipiert wurden, sollte vor dem Hintergrund neuer technischer Entwicklungen überprüft werden. So zum Beispiel die verschiedenen Zeithorizonte der unterschiedlichen Arten von Regelenergie oder die Abgrenzung zwischen Regelenergiemärkten und Energiemärkten.

Strommarkt

Für einen umfangreicheren dezentralen Ausgleich reichen herkömmliche Systemdienstleistungen nicht aus (Abschnitt 4.1). Daher stellt sich die Frage, wie lokale Anforderungen mit nationalen und europäischen Strommärkten in Einklang gebracht werden können. Dafür sind unter anderem die Planung mit Bilanzkreisen und Fahrplänen sowie die Steuerungswirkung von Netzentgelten von Belang. Regionale Strommärkte, wie sie in Pilotprojekten erprobt werden, wurden im Stakeholder-Dialog bisher nicht eingehend diskutiert.

Eine Vereinfachung könnten auch hier neue Technologien bringen. Nach Ansicht von Steuerungsfachleuten aus der Teilnehmerrunde kann neue Technik, die schnelle Anpassung ermöglicht, das heutige Planungssystem mit Standardprofilen und Fahrplänen zu einem beträchtlichen Teil ersetzen.

Auch die Debatten über eine Reform des EEG und über Kapazitätsmärkte wurden im Stakeholder-Dialog bisher nicht aufgegriffen. Sie könnten für die Verteilnetze insofern relevant sein, als Reservekapazitäten, erneuerbare Erzeugungskapazitäten und Netzkapazitäten im Grunde die gleiche leistungsabhängige Kostenstruktur aufweisen. Wesentlich leistungsabhängigere Vergütungsmodelle für den Strombezug könnten das Management von Netzkapazitäten wesentlich erleichtern.

klassischen Sinne zur Netztechnik. Vor dem Hintergrund neuer technischer Möglichkeiten sollte jedoch die Abgrenzung der Aufgaben von Netzbetreibern überprüft werden.

Marktrolle: Zusammentreffen an der Schnittstelle zum Kunden

Eine Neugestaltung des Marktdesigns hätte auch Folgen für die Rollen der verschiedenen Akteure. Neu zu regeln ist die Rollenverteilung an der Schnittstelle zwischen Verteilnetzbetreiber und übergeordnetem Netz (siehe 4.3). Sie ist jedoch grundsätzlich unproblematisch, da beide Akteure zum regulierten Bereich gehören.

Heiklere Fragen stellen sich bei der Rollenverteilung an den Schnittstelle zum Kunden. Hier müssen das regulierte Netz und der Markt zusammenwirken. Welche Aufgaben haben Verteilnetzbetreiber und Energiedienstleister im Kontakt zum Kunden? Welche Rahmenbedingungen darf der Verteilnetzbetreiber den Energiedienstleistern setzen (gelbe Ampelphase)? Soll die Rolle des Messstellenbetreibers vom Verteilnetzbetreiber übernommen werden oder die Möglichkeit aufrechterhalten bleiben, dass sie von unabhängigen Dritten übernommen wird (unter den Teilnehmern des Stakeholder-Dialogs stark umstritten)? Muss der Datenaustausch mit den Kunden über eine einzige Schnittstelle laufen? Wer ist für welche Informationsflüsse zuständig?

Kombinierte Steuerungswirkung verschiedener Preiskomponenten

Je komplexer und ausdifferenzierter die verschiedenen Märkte des Elektrizitätssystems werden, desto schwieriger kann es sein, ihre Gesamtwirkung zu beurteilen. Wenn ein Kunde, ob Verbraucher, Einspeiser oder beides, über Dienstleister an Strom- und Systemdienstleistungsmärkten auf verschiedenen Ebenen teilnehmen kann, dann können verschiedene Preiskomponenten auf seiner Gesamtrechnung widersprüchliche Signale geben. Insbesondere für die Verteilnetzbetreiber ist es wichtig, dass dabei kein Gesamteffekt entsteht, der zu unerwünschten Belastungen des Netzes führt.

Politischer Handlungsbedarf

Die bisherigen Diskussionen erlauben lediglich die Formulierung von Prüfaufträgen:

- Überprüfung der Abgrenzung verschiedener Arten von Systemdienstleistungen vor dem Hintergrund neuerer technologischer Entwicklungen

- Entwicklung verschiedener Optionen für die Beschaffung von Systemdienstleistungen auf Verteilnetzebene
- Überprüfung des Planungssystems im Strommarkt mit Fahrplänen und Bilanzkreisen vor dem Hintergrund neuerer technologischer Entwicklungen
- Prüfung der Möglichkeiten zur Bewältigung der Komplexität von Marktkommunikationsprozessen

5.4 Energieinformationssystem – wie viel Kommunikation ist nötig?

Die Notwendigkeit einer Kommunikationsstruktur für das Management von intelligenteren Verteilnetzen und für die Interaktion mit aktiven, teilweise selber stromerzeugenden und einspeisenden Kunden taucht bei allen diskutierten Herausforderungen auf. Umstritten ist der Umfang der notwendigen Kommunikation. Angesichts der unterschiedlichen, noch im Fluss befindlichen Modelle in der Diskussion gibt es teilweise noch keine klaren Positionen.

Einig sind sich die Teilnehmer, dass es wichtig ist, ein möglichst flexibles System zu definieren, das in Umfang und Kosten skaliert werden kann. Je nach regionaler Netzstruktur, gewähltem Steuerungsansatz, technologischer Entwicklung und zukünftigem Marktdesign können sich sehr unterschiedliche Anforderungen ergeben. Viele halten es für wichtig, möglichst bald ein funktionierendes, wenn auch nicht optimales System zur Verfügung zu haben.

Um Investitionssicherheit zu gewährleisten und Inkompatibilitäten zu vermeiden, ist es wichtig, rechtzeitig eine standardisierte Systemarchitektur zu entwickeln. Dabei ist auch die Berücksichtigung internationaler Standards von Bedeutung (siehe 4.2 und 4.3). Angesichts der Vielzahl von Bereichen, in denen die Umstellungen erfolgen müssen, und der Komplexität der dabei zu berücksichtigenden Anforderungen scheint es empfehlenswert, eine zentrale Instanz zu schaffen, die die Einführungsprozesse so koordiniert und taktet, dass Doppelarbeit, Zeitverluste und Fehlinvestitionen weitgehend vermieden werden können.

Recht deutlich sprechen sich fast alle Teilnehmer für eine Systemarchitektur aus, in der verschiedene Akteure mit

unterschiedlichen Angeboten aktiv werden können und die keine zentrale Datenhaltung vorsieht. Die Bereitschaft der Nutzer, detaillierte Verbrauchsdaten in einen Datenpool zu übermitteln, wird insbesondere bei privaten Nutzern als relativ gering eingeschätzt. Die gegenwärtige Diskussion um Datensicherheit und Überwachung wird die Entwicklung von Energieinformationssystemen deutlich beeinflussen.

Diese Anforderungen passen zu gegenwärtigen Bemühungen um die Definition eines einheitlichen, gesicherten Datenformats, das es in Verbindung mit einem Identifikationssystem erlaubt, den Datenzugang ohne zentrale Datenhaltung differenziert festzulegen.

6 Leitbilder und Grundsätze

Allgemeine Anforderungen an die Bundespolitik im Bereich Verteilnetze wurden bereits in Kapitel 1 formuliert.

Die Umstellung auf vorwiegend dezentrale Erzeugung bringt einen Wandel der Systemlogik mit sich. „Verbrauchsnahe Erzeugung“, „lokale Ansätze“ und „dezentrale Strukturen“ sollten daher nach Ansicht der überwiegenden Mehrheit der Dialogteilnehmer wesentliche Elemente eines Leitbilds für die Umsetzung der Energiewende sein. Das Ausmaß, in dem diese zur Geltung kommen, muss jedoch vor dem Hintergrund der gesamtgesellschaftlichen Kosteneffizienz abgewogen werden. Das Stromversorgungssystem sollte als Mehrebenensystem verstanden werden, in dem die Mechanismen und Kompetenzen im Laufe der Transformation neu austariert werden müssen.

Die Diskussion der verschiedenen Herausforderungen und Lösungsansätze hat gezeigt, dass die Integration zunehmender, dezentraler, fluktuierender Stromerzeugung in das Elektrizitätssystem eine aktivere Rolle der Verteilnetze, eine aktivere Rolle der Kunden und eine neue Verteilung der Systemverantwortung auf mehrere Ebenen erfordert. Dadurch nimmt der Kommunikations- und Abstimmungsbedarf zu. Um den Strom- und Datenaustausch und die administrativen Prozesse in diesem Mehrebenensystem mit vielen Millionen von regelbaren Anlagen nicht unüberschaubar ausufern zu lassen, sind rechtzeitig selbstständige Regelungsprozesse auf den unteren Systemebenen einzuführen. Entsprechend dem Prinzip der Subsidiarität sollten einzelne Anlagen, Kundensysteme, Verteilnetze etc. ihre Aufgaben im Rahmen gemeinsamer Regeln möglichst selbstständig lösen. Manche sprechen hierbei von einem Übergang des Elektrizitätssystems zu einem zellulären Aufbau.

Diese allgemein formulierte Tendenz in konkretere Leitbilder umzusetzen ist eine der wichtigsten Aufgaben der Mitwirkenden an der Energiewende in den nächsten Jahren.

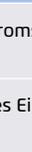
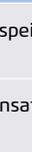
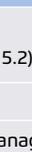
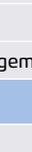
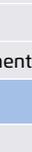
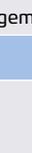
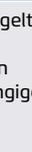
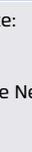
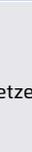
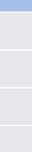
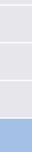
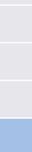
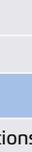
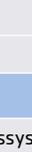
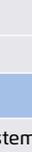
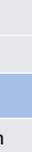
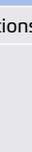
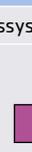
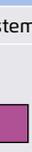
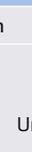
Die Verteilnetze werden im zukünftigen Leitbild des Elektrizitätssystems eine zentrale Rolle spielen. Hier wird der überwiegende Teil des Stroms eingespeist werden, und hier liegt der Schlüssel zum Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch, denn bei den Verbrauchern und im Querverbund mit der Wärmeversorgung und der Mobilität liegen die größten Flexibilitätsreserven. Dabei werden sich unterschiedliche Netze und Netzebenen im Bereich der heutigen „Verteilnetze“ ausdifferenzieren.

Der Stakeholder-Dialog Verteilnetze wird an diesem Prozess weiter mitwirken und versuchen, vertiefende Diskussionen über Lösungen auf den einzelnen „Baustellen“ mit der Entwicklung einer konkreteren Gesamtvision zu verbinden.

7 Prioritäten für die 18. Legislaturperiode

Prioritäten für die 18. Legislaturperiode

Abbildung 13

	wichtig	2014	2015	2016	2017
Technische Entwicklung					
verstärkte Förderung der Entwicklung von Stromspeichern und ihres Einsatzes für Netzzwecke	*				
verstärkte Förderung der Entwicklung und des Einsatzes von Energiemanagementsystemen	*				
Finanzierung des Netzausbaus					
Überprüfung des Anreiz- und Finanzierungsmechanismus	***				
Intelligentes Netzkapazitätsmanagement					
Prüfung von Alternativen für die Vermeidung von Einspeisespitzen (siehe 3.4, 4.2, 5.2)	***				
Vorschrift für programmierbare Regler (siehe 3.4)	**				
Benchmarking zum effizienten Netzkapazitätsmanagement	**				
Netzentgelte					
Überprüfung und Neugestaltung der Netzentgelte: <ul style="list-style-type: none"> Überprüfung der Zuweisung der Netzkosten Umstellung auf vorwiegend leistungsabhängige Netzentgelte für alle Verbraucher Prüfung weiterer Gestaltungsoptionen 	***				
Marktdesign					
verschiedene Prüfaufträge (siehe 5.3)	**				
Pilotprojekte	**				
Entwicklung eines neuen Marktdesigns	***				
					
Energieinformationssystem					
Rahmenbedingungen für ein Energieinformationssystem	***				

 Prüfung Alternativen

 Umsetzung in Rechtsakte

 Einführung in die Praxis

Eigene Darstellung: Schleicher-Tappeser, Agora Energiewende

8 Weiterarbeit des Stakeholder-Dialogs nach diesem Bericht

Die Teilnehmer haben deutliches Interesse bekundet, den Stakeholder-Dialog nach Fertigstellung dieses Berichts weiterzuführen. Die Breite der in diesem Dialog vertretenen Interessen wird als ungewöhnlich, anregend und produktiv, aber auch als arbeitsaufwendig eingeschätzt. Eine Fortführung sollte sich an den in Kapitel 5 beschriebenen Handlungsbereichen orientieren. Dabei sollte eine Dopplung mit Diskussionen in anderen Gremien möglichst vermieden werden.

Anhang 1: Der Verlauf des Stakeholder-Dialogs

→ PHASE 1:		STRUKTURIERUNG
April/Mai 2013		Beschreibung des Vorhabens, Gewinnung der Teilnehmer
Mai 2013		schriftliche Antworten der Teilnehmer auf drei Fragen (wichtigste Herausforderungen, noch wenig wahrgenommene Entwicklungen, wichtigste politische Maßnahmen)
Anfang Juni 2013		Synopsis der Antworten der Teilnehmer
		Vorbereitungspapier für den ersten Workshop
10. Juni 2013		Erster Workshop: Strukturierung des Themas
→ PHASE 2:		THEMENKOMPLEXE
Juli 2013		detailliertere Auswertung der Antworten auf die drei Fragen
		Einzelgespräche, Experteninterviews
		Dokument „Themenstruktur und Fragen“ mit umfangreichem Fragebogen
		Beantwortung des Fragebogens durch die Teilnehmer
		Auswertung Fragebogen (siehe Anhang 3)
31. Juli 2013		Zweiter Workshop: Diskussion wichtiger Themenkomplexe
→ PHASE 3:		BERICHT
August/September		Berichtsentwurf I, schriftliche Kommentierung durch die Teilnehmer
		Berichtsentwurf II
17. September 2013		Dritter Workshop: Diskussion von Berichtsentwurf II
September/Oktober		Kernbotschaften und Zusammenfassung, Entwurf I;
		schriftliche Kommentierung durch die Teilnehmer
		Kernbotschaften und Zusammenfassung, Entwurf II, Neufassung Kapitel 4.2;
		schriftliche Kommentierung durch die Teilnehmer
31. Oktober 2013		Vorläufige Schlussfassung des Berichts
Anfang November		Abnahme durch die Teilnehmer

Nachdem in der ersten Projektphase recht kontrovers über die Strukturierung der Fragen sowie einzelne Themen und Positionen diskutiert wurde, gelang es in der zweiten Phase, sich auf eine Strukturierung zu einigen und mit einem umfangreichen Fragebogen Gemeinsamkeiten und unterschiedliche Positionen zu identifizieren. Das erlaubte

in der dritten Phase die Einigung auf einen Bericht, der das Thema klar strukturiert, gemeinsame Einschätzungen herausstreicht, aber auch unterschiedliche Positionen deutlich werden lässt. Dieses Ergebnis war nur durch beträchtliches Engagement und beachtlichen Zeitaufwand aller Beteiligten möglich.

Anhang 2: Die Teilnehmer des Stakeholder-Dialogs

Die Teilnehmer des Stakeholder-Dialogs haben als kompetente Einzelpersonen und nicht als Vertreter von Organisationen an diesem Diskussionsprozess teilgenommen. Es galt die Chatham House Rule: Jeder Teilnehmer darf die erhaltenen Informationen frei nutzen, jedoch die Identität oder Herkunft der Sprecher nicht preisgeben. Alle Teilnehmer haben sich mit dem Bericht ausdrücklich einverstanden erklärt.

Obwohl die Teilnehmer als Einzelpersonen am Dialogprozess teilnahmen, haben sie doch in gewissem Maße den Hintergrund ihrer professionellen Zugehörigkeit zu Organisationen oder Unternehmen reflektiert. Um diesen Hintergrund offenzulegen, ist in der folgenden Liste die Zugehörigkeit der Teilnehmer zu Organisationen und Firmen angegeben, ohne dass dadurch in irgendeiner Weise eine Zustimmung dieser Organisationen zu vorliegendem Bericht impliziert wird.

Dierk Bauknecht	Freiburg	Öko-Institut e. V.
Bernhard Beck	Kolitzheim	Belectric AG
Thorsten Beckers / Nils Bieschke	Berlin	TU Berlin
Christoph Dany	Berlin	Stadtwerke München
Bernd Engel	Braunschweig	TU Braunschweig / SMA AG
Michael Fiedeldey	Kempten	Allgäuer Überlandwerke
Jochen Hauff	Berlin	AT Kearney GmbH
Christian Held	Berlin	Geode
Bernd Kördel	Guxhagen	Epo Consult
Christoph Mayer	Oldenburg	OFFIS e.V.
Albert Moser	Aachen	RWTH Aachen
Christoph Roenick	Aachen	Kisters AG
Kurt Rohrig	Kassel	Fraunhofer IWES
Oliver U. Stahl	München	Entelios AG
Rainer Stock	Berlin	VKU e. V.
Margarete von Oppen	Berlin	Rechtsanwälte Geiser & von Oppen
Thomas Weisshaupt	München	Gemalto AG
Enno Wieben	Westerstede	EWE Netz GmbH
Christof Wittwer	Freiburg	Fraunhofer ISE
Gunnar Wrede	Berlin	Yunicos AG
Gäste		
Barbie Kornelia Haller / Maik Wiesweg	Bonn	Bundesnetzagentur

Anhang 3: Antworten auf den Fragebogen, Juni 2013

Im Juni erhielten die Teilnehmer ein umfangreiches Dokument „Themenstruktur und Fragen“. Seine Struktur entsprach bereits weitgehend der des vorliegenden Schlussberichts. An den einführenden Text jedes Kapitels schloss sich eine größere Zahl von Fragen an. Ziel war es, nach den teilweise recht kontroversen ersten Diskussionen in der Gruppe, systematisch Bereiche zu identifizieren, in denen eher Konsens herrscht, und solche, in denen Dissens beziehungsweise Diskussionsbedarf überwiegt. Die meisten der rund 200 Fragen konnten durch Ankreuzen beantwortet und damit automatisiert ausgewertet werden.

Der Fragebogen und die quantitative Auswertung des Fragebogens ist auf der Website von Agora Energiewende einsehbar: <http://www.agora-energiewende.de/themen/netze-und-speicher/>.

Die Interpretation der quantitativen Auswertung sowie die Auswertung der Textantworten wurden für den zweiten Workshop zusammengefasst und sind in den Bericht eingeflossen. Angesichts der Vielzahl von detaillierten Antworten scheint es jedoch interessant, die Einzelergebnisse in diesem Anhang zu dokumentieren. Auffällig ist insgesamt das breite Meinungsspektrum zu den meisten Fragen. Der Bericht enthält dementsprechend an vielen Stellen den Hinweis auf unterschiedliche Einschätzungen.

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt (Lang- und Kurzfassung)

Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am 24. August 2012 in Berlin

Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am 13. Februar 2013 in Berlin

Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess

Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014-2017

Ein robustes Stromnetz für die Zukunft

Methodenvorschlag zur Planung – Kurzfassung einer Studie von BET Aachen

Entwicklung der Windenergie in Deutschland

Eine Beschreibung von aktuellen und zukünftigen Trends und Charakteristika der Einspeisung von Windenergieanlagen

Erneuerbare Energien und Stromnachfrage im Jahr 2022

Illustration der anstehenden Herausforderungen der Energiewende in Deutschland.

Analyse auf Basis von Berechnungen von Fraunhofer IWES

Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve:

Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland

Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland

Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033

Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland

Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

Kritische Würdigung des Netzentwicklungsplanes 2012

Kurzstudie des Büros für Energiewirtschaft und technische Planung (BET)

Reform des Konzessionsabgabenrechts

Gutachten vorgelegt von Raue LLP

Steigende EEG-Umlage: Unerwünschte Verteilungseffekte können vermindert werden

Analyse des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW)

Publikationen von Agora Energiewende

[Strommarktdesign im Vergleich: Ausgestaltungsoptionen eines Kapazitätsmarkts](#)

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 10. Juni 2013 in Berlin

[Vorschlag für eine Reform der Umlage-Mechanismen im Erneuerbare Energien Gesetz \(EEG\)](#)

Studie des Öko-Institut im Auftrag von Agora Energiewende

[Wie wird sich die Windenergie in Deutschland weiterentwickeln?](#)

Dokumentation der Diskussion zur Kurzstudie Entwicklung der Windenergie in Deutschland am 5. Juli 2013

[Zusammenhang von Strombörsen und Endkundenpreisen](#)

Studie von Energy Brainpool

AUF ENGLISCH

[12 Insights on Germany's Energiewende](#)

An Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

[A radically simplified EEG 2.0 in 2014](#)

Concept for a two-step process 2014-2017

[Cost Optimal Expansion of Renewables in Germany](#)

A comparison of strategies for expanding wind and solar power in Germany

[Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany](#)

Summary of intermediate findings from a study conducted by Fraunhofer ISI and

Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will helfen, den Boden zu bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.



Agora Energiewende

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

T +49. (0)30. 284 49 01-00

F +49. (0)30. 284 49 01-29

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

