

# Robuste Stromnetze planen

## Stellungnahme zum Szenariorahmen 2025, eingereicht anlässlich der Konsultation durch die Bundesnetzagentur

Berlin, 23. Juni 2014

### Einleitung

Der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien im Sinne der Energiewende erfordert eine massive Steigerung der 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. Gleichzeitig stellt der Netzausbau einen sehr starken Eingriff in die Landschaft dar und beeinträchtigt die betroffene Bevölkerung, die in unmittelbarer Nähe zu den neuen Stromtrassen wohnt.

Der Szenariorahmen 2025 ist der zweite Szenariorahmen, der in ein Bundesbedarfsplangesetz mündet. Das unterstreicht die besondere Bedeutung des vorliegenden Szenariorahmens. In den Annahmen des Szenariorahmens und der Ausgestaltung der Entwicklungspfade ist der entscheidende Ansatz für den Netzausbaubedarf enthalten. Der daraus resultierende Netzausbaubedarf ist jedoch nur mit ausreichender Akzeptanz in der Bevölkerung umsetzbar.

Um eine möglichst große Akzeptanz für die zusätzlichen Stromtrassen zu erhalten, sind daher zwei Elemente unerlässlich:

1. **Netzausbauminimierende Maßnahmen:** Bereits im Planungsprozess müssen alle den Netzausbau minimierenden Maßnahmen, die im Rahmen einer gesamtwirtschaftlichen Optimierungsstrategie sinnvollerweise verfolgt würden, vollständig integriert werden – selbst wenn diese derzeit noch nicht im EnWG, EEG oder in anderen Regelungen verankert sind.
2. **Transparenz und Konsistenz bei der Festlegung der Szenarien:** Die Annahmen im Szenariorahmen determinieren letztlich den Netzausbaubedarf. Ihre jeweiligen Festlegungen sind daher in einem offenen und transparenten Prozess festzulegen, der eine größtmögliche Beteiligung der betroffenen Kreise ermöglicht. Dies gilt umso mehr, wenn ein robustes Netz geplant wird, d.h. eines, das mehrere mögliche Szenarien umfasst und für verschiedene mögliche Zukünfte ausgelegt wird.

Diese beiden Punkte sind integraler Bestandteil des von Agora/BET entwickelten Verfahrens „Methoden der Netzentwicklung“.

### A. Vollständiger Einbezug der Netzausbau minimierenden Maßnahmen

Der genehmigte Szenariorahmen muss bereits von Anfang an alle wirtschaftlich den Netzausbau minimierenden Maßnahmen enthalten – selbst wenn diese noch nicht gesetzlich

verankert sind. Es ist der betroffenen Bevölkerung nicht vermittelbar, wenn einzelne Leitungen möglicherweise im Bundesbedarfsplangesetz 2016 nur deshalb als erforderlich erklärt werden, weil kosteneffiziente, den Netzausbau minimierende Regelungen zum Zeitpunkt der Festlegung des Szenariorahmens 2025 nicht Gesetzeskraft besaßen. Der genehmigte Szenariorahmen 2025 sollte daher explizit alle den Netzausbau wirtschaftlich minimierenden Maßnahmen vollständig beinhalten, sodass diese von den Übertragungsnetzbetreibern von Anfang an berücksichtigt werden können. Studien im Auftrag von Agora Energiewende haben hier eine Reihe von Hinweisen erarbeitet. Zu den Netzausbau minimierenden Maßnahmen zählen u.a.

1. der **Einsatz innovativer Betriebsmittel**, wie z.B. die Umbeseilung bestehender Wechselstrom-Leitungen auf Gleichstromkabel,
2. eine **optimale Kappung von Einspeisespitzen** aus Erneuerbaren Energien,
3. ein **optimales Niveau an Re-Dispatch-Maßnahmen**, auch im dynamischen Kontext,
4. die **Lokalisierung von neuen fossilen Kraftwerken** an Netzengpässen orientieren
5. die **Lokalisierung von neuen Erneuerbaren-Energien-Anlagen** an Netzengpässen orientieren
6. die **Reduktion des Stromverbrauchs** bzw. die **Erhöhung der Energieeffizienz**.

Insbesondere für die Planung eines robusten Netzes, das für mehrere mögliche Szenarien ausgelegt wird, ist es elementar, dass eine offene und transparente Diskussion der netzausbauminimierenden Optionen mit ihren Vor- und Nachteilen erfolgt und geklärt wird, wie diese in den Planungsprozess integriert werden. Denn eine Öffnung des „Szenariotrichters“ im Sinne einer robusten Netzplanung bedeutet zwangsläufig, dass ein größeres Netz geplant wird als bei der Fokussierung auf nur ein einziges, eher prognostisch angelegtes Szenario. Dies ist nur dann der betroffenen Bevölkerung vermittelbar, wenn gleichzeitig eine vollumfängliche Prüfung der den Netzausbau reduzierenden Maßnahmen erfolgt ist und alle wirtschaftlich sinnvollen Maßnahmen von vorneherein in den Netzausbau integriert werden.

## B. Methodik zur Bestimmung der Szenarien

### I. Die Agora-BET-Methode

In Weiterentwicklung der bisherigen Planungsmethode hat Agora Energiewende zusammen mit BET Aachen einen alternativen Methodenansatz zur Netzausbauplanung entwickelt. Dabei wird – wie jetzt auch für den Szenariorahmen 2025 vorgeschlagen – ein robustes Netz geplant, d.h. eines, das für verschiedene mögliche Zukünfte ausgelegt ist.

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.

Zur Durchführung dieses Methodenansatzes wird ein möglichst breit aufgestelltes Gremium aus Netzbetreibern, Wissenschaft und Betroffenen etabliert. Dieses unabhängige Gremium diskutiert und erstellt gemeinsam die unterschiedlichen Szenarien, für die das Netz ausgelegt

werden soll – und einigt sich auf die Zukünfte, für die das Netz *nicht* ausgelegt werden soll. Die so erarbeiteten Szenarien sollten dann öffentlich konsultiert werden. Dabei werden die Annahmen und Hintergründe transparent kommuniziert. Der gesamte Prozess ist in der Studie *Methoden der Netzentwicklung* beschrieben. Die wichtigsten Schritte sind im Folgenden kurz dargestellt.

### **Deskriptoren, Projektionen, Prämissen**

Nach der Definition des Themas der zu entwickelnden Szenarien (*Zukünftige Transportaufgabe des Übertragungsnetzes*) werden Faktoren untersucht, welche das Thema beeinflussen (so genannte *Deskriptoren*).

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

In einem weiteren Schritt wird der Ist-Zustand 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.

### **Szenarienauswahl**

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 Pivot-Analyse Szenarien berechnen, die aus miteinander konsistenten Projektionen der Deskriptoren bestehen.

Im Gegensatz zum Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber werden durch diese Technik mithin nicht nur Leitplanken der zukünftigen Entwicklung definiert, sondern der *Raum* dieser Entwicklung *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.

### **Ausgestaltung der Szenarien – weitere Variablen**

Nach der Definition der Aufgabenstellung: *Transportbedarf im Übertragungsnetz* wurden in der Methode von Agora/BET 16 Parameter oder Variablen identifiziert, die diese Aufgabenstellung relevant beeinflussen (s. Agora/BET, Methoden der Netzentwicklung S.31 ff.).

Nach der Bildung der Szenarien haben sich daraus acht Deskriptoren herausgebildet, deren Ausprägung das jeweilige Szenario hinreichend beschreiben (s. ebd. S.37).

- Regionale Verteilung der EE-Kapazitäten
- Verbraucherlast und Erreichung der Effizienzziele
- Zeitliche Laststruktur
- Ausbaupfad EE-nach Leistung
- Konventionelle Erzeugung
- Kapazitäten zentraler Großspeicher (PSW)
- Brennstoffpreis Gas
- Kosten der CO<sub>2</sub>-Zertifikate

Aus diesen acht Deskriptoren kann zwar dann grundsätzlich eine sehr hohe Anzahl von Szenarien entwickelt werden. Viele davon würden sich jedoch kaum voneinander unterscheiden bzw. wären in sich inkonsistent (wie z.B. hohe CO<sub>2</sub>-Preise und niedriger EE-Ausbaupfad). Im Rahmen einer Unterscheidbarkeits- und Konsistenzprüfung wurden so schließlich vier in sich konsistente und schlüssige Szenarien entwickelt, die dann anschließend die Basis für die Berechnung des robusten Netzes dargestellt haben.

Für die Akzeptanz des Netzentwicklungsplans und der daraus abgeleiteten Ausbaumaßnahmen ist ein solcher Prozess zielführend, da er die Wirkmechanismen bei der Netzplanung transparent macht und in einem transparenten Verfahren erarbeitet. Er könnte von der Bundesnetzagentur im Rahmen des Genehmigungsprozesses des Szenariorahmens etabliert und durchgeführt werden. Ein solcher Prozess benötigt jedoch auch Zeit und entsprechende Vorbereitung. Dies wäre – einen entsprechenden politischen Willen vorausgesetzt – auch noch in den Zeitplan bis zur Erstellung des Bundesbedarfsplans 2016 integrierbar.

## **II. Anmerkungen zum Szenariorahmen-Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber**

Unabhängig von dem o.g. dargestellten Prozess zur transparenten und konsistenten Erarbeitung der Szenario-Annahmen wird im Folgenden zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber Stellung genommen.

### ***Breite des Trichters, Variabilität der Eingangsgrößen***

Grundsätzlich fällt bei der vorgeschlagenen Breite des Trichters auf, dass im Bereich der Erneuerbaren Energien die Erneuerbare-Energien-Ziele des vorliegenden EEG-Entwurfs 2014 als Begrenzungen des Trichters übernommen werden (d.h. Varianz der EE-Ausbaumengen zwischen 40% und 47% im Jahr 2025), dies jedoch nicht für andere energiepolitische Ziele der Bundesregierung gilt.

So wurde etwa im Energiekonzept 2010 der Bundesregierung ein klimapolitischer Entwicklungspfad für die deutschen Treibhausgasemissionen festgelegt, der eine Minderung der Treibhausgasemissionen um 40% bis 2020, 55% bis 2030, 70% bis 2040 und 80 bis 95%

bis 2050 vorsieht. Der Energiewende-Monitoringbericht 2014 der Bundesregierung bekräftigt diese Ziele ausdrücklich, zudem sind sie im Koalitionsvertrag 2013 von CDU/CSU und SPD enthalten. Der fossile Kraftwerkspark – insbesondere im Bereich Braunkohle – wie er in den Szenarien der Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagen wird, steht hierzu in deutlichem Widerspruch.<sup>1</sup>

Zudem hat die Bundesregierung im Energiekonzept das Ziel formuliert, den Stromverbrauch bis 2020 um 10% unter das Niveau von 2008 zu reduzieren. Auch dieses Ziel wurde im Energiewende-Monitoring-Bericht 2014 bekräftigt. Demgegenüber enthalten die vorgeschlagenen Szenarien keine Stromverbrauchsreduktion, sondern im Gegenteil eine gegenüber dem NEP 2014 um 2 GW höhere Jahreshöchstlast.

Im Sinne einer konsistenten Politik der Bundesregierung ist es – gerade auch gegenüber der betroffenen Bevölkerung – nicht vermittelbar, dass die Bundesregierung zwar einerseits klima- und energiepolitische Ziele verfolgt, andererseits aber ein Netz plant, das ein Verfehlen dieser Ziele in den Annahmen zu Grunde legt. Alle Szenario-Eingangsgrößen, die der bundespolitischen Steuerung unterliegen, sollten daher konsistent mit den formulierten energie- und klimapolitischen Zielgrößen sein. Falls das Netz auch ein Verfehlen der Zielgrößen ausgelegt werden soll – z.B. im Bereich Energieeffizienz – ist dies begründungspflichtig.

Darüber hinaus existieren andere Einflussgrößen für den Netzausbau, für die keine bundespolitische Steuerung existiert. In der Studie zur Netzplanung von Agora/BET wurden acht für den Netzausbau entscheidende Variablen identifiziert (s.o.), die ggf. variiert werden können, um ein robusteres Netz zu erhalten. Welche davon mit welcher Ausprägung im Szenariorahmen 2025 tatsächlich variiert werden sollten, ist letztlich eine politische Entscheidung.

## C. Konkrete Fragestellungen zu den einzelnen Einflussgrößen

### 0. Innovative Betriebsmittel

Grundsätzlich ist in der Planung zu berücksichtigen, dass auch technische Entwicklungen einen mindernden Effekt auf den Netzausbaubedarf haben. Die ÜNB berücksichtigen dies bislang nur durch den Einsatz von HGÜ-Trassen im Neubau. Ein weiteres innovatives Konzept wird jedoch bisher außer Acht gelassen, das am *Forschungscampus Elektrische Netze der Zukunft* der RWTH Aachen entwickelt wurde. Es zielt darauf ab, bestehende AC-Wechselspannungstrassen in DC-Gleichspannungstrassen umzuwandeln und dadurch die Transportkapazität deutlich (d.h. um das 2 bis 3,5fache) zu erhöhen, ohne dass zusätzliche Stromtrassen notwendig wären. Dieses von Prof. de Doncker (RWTH Aachen) erarbeitete Konzept wurde sowohl im Rahmen des Agora/BET-Projekts diskutiert, als auch im Rahmen des BNetzA-Wissenschaftsdialogs im Juni 2013 präsentiert.<sup>2</sup> Verbunden mit AC-DC-

---

<sup>1</sup> Vgl. Öko-Institut (2014): Ein Netz für die heutige Welt oder für die Welt von morgen?, Freiburg

<sup>2</sup> Vgl. Vortrag von Prof. de Doncker auf dem BNetzA-Wissenschaftsdialog 2013, [http://www.netzausbau.de/cln\\_1411/SharedDocs/Downloads/DE/Veranstaltungen/2013/Wissenschaftsdi](http://www.netzausbau.de/cln_1411/SharedDocs/Downloads/DE/Veranstaltungen/2013/Wissenschaftsdi)

Konverter-Stationen an den jeweiligen Anfangs- und Endpunkten könnten die neuen Leitungen in das bestehende Netz integriert werden und die Transportkapazitäten entsprechend erhöhen, ohne dass neue Trassen errichtet werden müssten. In den Szenariorahmen 2025 sollte dieses Konzept daher soweit möglich integriert werden.

### I. Konventionelle Erzeugung

Die weitere Entwicklung im Bereich des konventionellen Kraftwerksparks ist unmittelbar wirksam auf den Netzausbaubedarf. Hierbei sind v.a. relevant:

- *Braunkohle*: Der Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber für den Szenariorahmen 2025 in den Szenarien A und B enthält eine um 4,2 bis 4,3 GW höhere Braunkohlekapazität im Jahr 2025 als im Netzentwicklungsplan 2014. Diese Annahme, die im Kern auf einer Verlängerung der Laufzeiten von alten Braunkohlekraftwerken beruht, ist – wie oben bereits erwähnt – inkonsistent mit Klimaschutzzielen der Bundesregierung. Es steht zudem auch im Widerspruch zum im Jahr 2013 verabschiedeten NRW-Klimaschutzgesetz und den dort enthaltenen Klimaschutzzielen. Nicht zuletzt würde eine entsprechende Änderung der Braunkohle-Annahmen im Szenariorahmen 2025 im Vergleich zu den vorherigen Szenariorahmen die in Teilen der Öffentlichkeit bestehende Skepsis, die neuen Leitungen wären „Braunkohleleitungen“ deutlich untermauern. Es sollte daher beim bisherigen Ansatz einer 50jährigen Lebensdauer der Kraftwerke bleiben.
- *Steinkohle/Gas*: Das Szenario C sieht deutliche Stilllegungen von Steinkohle- und Gaskraftwerken aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit vor, mit dem Effekt, dass im Jahr 2025 nur noch 71,6 GW konventionelle Kraftwerke am Netz sind – während gleichzeitig die Jahreshöchstlast auf 86 GW gesteigert wird. Dies ist entweder inkonsistent, da so konstant von Blackouts durch Unterdeckung ausgegangen werden müsste, oder impliziert im Rahmen des Marktdesign-Prozesses eine politische Entscheidung zugunsten des Aufbaus einer strategischen Reserve außerhalb des Strommarkts in Höhe von ca. 15-20 GW zur Sicherung der Jahreshöchstlast. Eine solche strategische Reserve im Jahr 2025 wäre dann keine Übergangslösung für den Zeitraum bis 2020, wie sie von Teilen der Energiewirtschaft vorgeschlagen wurde, sondern eine dauerhafte Maßnahme. Diese Annahme ist jedoch nicht plausibel, da eine strategische Reserve in dieser Größenordnung, verbunden mit den damit zu erwartenden Preis-Peaks am deutschen Strommarkt in Engpass-Situationen ineffizient wäre und von der Bundesregierung wohl kaum beschlossen würde. Vielmehr ist zu erwarten, dass ein Kapazitätsinstrument gefunden wird, das eine Finanzierung mindestens für die von der Abschaltung bedrohten fossilen Kraftwerke, die zur Sicherung der Jahreshöchstlast in Deutschland notwendig sind, so ermöglicht, dass

---

[alog/VortragDeDoncker.html](#), Folien 33-35. Prof. de Doncker schlägt darüber hinaus vor, das Stromnetz insgesamt sukzessive auf Gleichstrom umzustellen. Diese Vision soll hier nicht beurteilt werden und ist nicht notwendiger Bestandteil für die Umsetzung des o.g. Konzepts, einzelne Trassen von AC auf DC umzurüsten, um so die Transportkapazität zu erhöhen.

diese auch dem Markt zur Verfügung stehen. Das Szenario C sollte daher in seinem Kraftwerkspark den Szenarien A und B angepasst werden.

## **II. Ausbaupfade für Erneuerbare Energien**

Wie eingangs dargestellt, ist eine Fokussierung der drei Szenarien im Bereich der Erneuerbaren Energien auf die in der EEG-Novelle 2014 vorgesehenen Ausbaukorridore im Sinne einer allgemeinen Konsistenz der Politik der Bundesregierung nachvollziehbar. Dies bedingt dann jedoch auch, dass mit den Klima- und Effizienzzielen analog verfahren wird.

## **III. Nettostromverbrauch und Jahreshöchstlast**

Die Bundesregierung hat im Rahmen des Energiekonzepts als Ziel eine Senkung des Stromverbrauchs um 10% bis 2020 gegenüber 2008 formuliert und dieses im Energiewende-Monitoringbericht 2014 bekräftigt. Dabei ist zu beachten, dass hierbei zusätzliche Nachfrage wie z.B. aus der Elektromobilität bereits inbegriffen ist, d.h. die in den Szenarien für das Energiekonzept zu Grunde gelegten Effizienzmaßnahmen insbesondere im industriellen Sektor überkompensieren etwaig gestiegene Stromverbräuche aus den Sektoren Wärme und Verkehr. Zudem zeigt sich seit 2007 ein leicht fallender Trend im Bereich des deutschen Stromverbrauchs. Es ist daher im Sinne einer im Kontext der gesamten Energiepolitik konsistenten Szenariobildung notwendig, mindestens eines der Szenarien entsprechend des Bundesregierungs-Ziels zu formulieren. Demgegenüber sollte eine Erhöhung des Stromverbrauchs nicht modelliert werden, da dies absolut inkonsistent nicht nur mit den Effizienz-, sondern auch den Klimaschutzzielen wäre.

Der Entwurf des Szenariorahmens 2025 der ÜNB sieht zudem vor, gegenüber dem NEP 2014 die angenommene Jahreshöchstlast für das Jahr 2025 um 2 GW auf 86 GW zu steigern. Diese tendenziell den notwendigen Netzausbau vergrößernde Maßnahme wird in keiner Weise erläutert oder plausibilisiert. Es ist im Gegenteil zu erwarten, dass im Rahmen eines Kapazitätsmarktdesigns die Flexibilisierung der Stromnachfrage auch gerade dahingehend erfolgt, dass die Jahreshöchstlast minimiert wird, da Lastmanagement in Engpasssituationen oft kostengünstiger ist als die Vorhaltung eines Kraftwerks. Insofern sollte die Jahreshöchstlast wie in den Vorjahren bei 84 GW – bzw. im Effizienzscenario entsprechend niedriger – festgelegt werden.

## **IV. Methoden der Regionalisierung für Wind an Land**

Der von den Netzbetreibern für den Szenariorahmen 2025 angewendete Ansatz stellt eine Weiterentwicklung der Ansätze von 2013 und 2014 dar und wird begrüßt. Im Sinne einer Offenheit des Netzes für unterschiedliche Entwicklungen wäre es jedoch sinnvoll, die unterschiedlichen Szenarien mit unterschiedlichen Regionalisierungs-Ausprägungen zu versehen, da hierzu keinerlei bundesgesetzlicher Rahmen vorgesehen ist und insofern unterschiedliche Landespolitiken den Ausschlag für die Verteilung der EE-Anlagen geben können. Das Stromnetz sollte diesbezüglich in der Lage sein, den Strom aus EE-Anlagen aufnehmen und verteilen zu können – unabhängig davon, ob der konkret von den ÜNB im Szenariorahmen 2025 verwendete Ansatz in der Realität eintrifft oder sich eine andere regionale Verteilung ergibt.

## V. Kappung von Einspeisespitzen von Erneuerbaren Energien

Die Kappung von EE-Einspeisespitzen hat eine erhebliche netzreduzierende Wirkung. Dies wurde etwa in der Agora/BET-Studie wie auch in anderen Studien nachgewiesen. Auch vor dem Hintergrund der entsprechenden Willensbekundung im Koalitionsvertrag von CDU/CSU und SPD vom November 2013 sowie der Begründung des EEG-Kabinettsentwurfs vom April 2014 ist es daher notwendig, dass eine 5%ige Kappung von EE-Einspeisespitzen bereits jetzt in die Netzplanung vollständig einbezogen wird, auch wenn sie noch nicht im Gesetz verankert ist.

Dass die Kappung der EE-Einspeisespitzen in den bisherigen ÜNB-Sensitivitätsanalysen nicht entsprechende netzreduzierende Wirkungen hatte, ist vermutlich der spezifischen Modellierung geschuldet. Hier besteht Nachbesserungsbedarf: Es ist eine solche Ausprägung der 5%-Regel zu wählen, die die stärkste Netzausbau minimierende Wirkung erreicht. So sollte der Einsatz von Einspeisemanagement nicht pauschal, sondern gezielt bei Netzengpässen erfolgen – eine knotenscharfe Limitierung macht daher insoweit keinen Sinn. Zudem ist nicht nachvollziehbar, welchen Vorteil das Splitten der Kappungsgrenze von 5% auf je 2,5% auf Verteilnetzebene und Übertragungsebene hat. Darüber hinaus widerspricht es einer volkswirtschaftlichen Optimierung, bei der Kappung der EE-Einspeisespitzen ausschließlich Neuanlagen zu betrachten. Zwar ist eine unterschiedliche Betrachtung von Alt- und Neuanlagen für mögliche Entschädigungsregelungen relevant, jedoch nicht für die Frage des Netzausbaus. Die Bundesnetzagentur sollte daher Netzexperten befragen, welche Ausprägung der 5%-Kappungsregel die stärkste Wirkung für die Reduktion des Netzausbaus erzielen würde, und diese in der Genehmigung für den Szenariorahmen festlegen.

## VI. Sensitivitäten

Der Szenariorahmen sieht nach dem Erreichen des 52-GW-Deckels für PV im Jahr 2019 einen nur noch sehr langsamen PV-Ausbau von 500 MW pro Jahr vor. Demgegenüber stehen die aktuellen Marktentwicklungen in der Photovoltaik, die weitere Kostensenkungen sehr plausibel erscheinen lassen. Aktuell laufende Forschungsarbeiten des Fraunhofer Institutes für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE) im Auftrag der Agora Energiewende deuten darauf hin, dass die vergangene Kostendegression (80% in den letzten 5 Jahren) im Bereich der Photovoltaik auch langfristig weitergeführt werden kann. Dies hätte einen technologischen Durchbruch der Photovoltaik weit jenseits der bisher modellierten PV-Mengen zur Folge. Gerade mit Blick auf die längerfristige Perspektive (2035) ist es daher ratsam, eine Sensitivität hinsichtlich eines signifikant durch Strom aus Photovoltaik geprägten Stromversorgungssystems in Deutschland zu rechnen. Ziel wäre es dabei zu klären, welche Effekte ein solches PV-Battery-Breakthrough-Szenario<sup>3</sup>, das auch entsprechende dezentrale Batteriesysteme mit modellieren würde, auf das Stromnetz hätte.

---

<sup>3</sup> Consentec/Fraunhofer IWES (2013): Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland, Studie im Auftrag von Agora Energiewende.



## Anhang

Mit der Studie *Methoden der Netzentwicklung* hat Agora Energiewende einen Vorschlag vorgelegt, wie ein alternativer Planungsansatz mit höherer Akzeptanz umgesetzt werden kann. Das juristische Gutachten von Raue LLP hat die Agora/BET-Methode vor dem Hintergrund von § 12 EnWG geprüft. Ergebnis ist, dass die Agora/BET-Methode nicht nur vollständig mit dem EnWG kompatibel ist, sondern in allen Umsetzungsschritten den gesetzlichen Vorgaben besser entspricht als der bisher von den Übertragungsnetzbetreibern praktizierte Prozess.

Folgende Dokumente sind Teil der Stellungnahme von Agora Energiewende zum Szenariorahmen 2025:

- *Methoden der Netzentwicklung*, Methodischer und quantitativer Vorgehensvorschlag zur Weiterentwicklung der Planung des Übertragungsnetz-Ausbaus, im Auftrag von Agora Energiewende, 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, BET Aachen.
- *Gutachten: Methoden der Netzplanung*, im Auftrag von Agora Energiewende, Christian von Hammerstein, Daniela Fietze Raue LLP.

Diese Dokumente befinden sich im Anhang der Stellungnahme.

Die aktuellen Unterlagen zur Agora / BET Studie zu den Methoden der Netzplanung finden Sie ebenfalls im Internet unter: [www.agora-energiewende.de](http://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](mailto:lars.waldmann@agora-energiewende.de)

[www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)