

Berlin, 27. Februar 2015

**Stellungnahme zum Diskussionspapier des
Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie
(Grünbuch) „Ein Strommarkt für die Energiewende“**

Inhalt

0. Zusammenfassung.....	4
Wesentliche Anmerkungen zu den Kapiteln 4 bis 11 im Grünbuch:.....	7
Teil I Der Strommarkt heute und morgen	9
1. Funktionsweise des Strommarktes	9
2. Herausforderungen	9
3. Flexibilität als eine Antwort.....	9
3.1 Flexibilitätsoptionen.....	9
Teil II Maßnahmen für einen sicheren, kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz aller Erzeuger und Verbraucher („Sowieso-Maßnahmen“)	12
4. Marktpreissignale für Erzeuger und Verbraucher stärken.....	12
4.1 Spot- und Regelleistungsmärkte weiterentwickeln	12
4.2 Bilanzkreisverantwortung stärken	15
4.3 Netzentgelte und staatlich veranlasste Preisbestandteile optimieren.....	15
5. Stromnetze ausbauen und optimieren	16
5.1 Stromnetze ausbauen	16
Beschleunigung des Netzbbaus.....	17
Verstärkte Abstimmung bei Ausbau von Übertragungs- und Verteilnetz	17
Spitzenkappung von Wind- und PV Einspeisespitzen.....	19
5.2 Netze sicher betreiben	27
Härtefallregelung gemäß EEG (2014)	28
Vergütungs- und Entschädigungsregelungen außerhalb des EEG (2014).....	29
Allokation entstehender Ertragseinbußen – Optionen und Implikationen	30
5.3 Systemdienstleistungen mit weniger Mindesterzeugung bereitstellen	32
6. Einheitliche Preiszone erhalten.....	36
6.2 Der Netzausbau ist die Voraussetzung für den Erhalt der einheitlichen Preiszone.....	36
7. Die europäische Kooperation intensivieren.....	37
8. Die Klimaschutzziele erreichen	37
Teil III Lösungsansätze für eine ausreichende, kosteneffiziente und umweltverträgliche Kapazitätsvorhaltung.....	39
9. Grundsatzentscheidung: Strommarkt 2.0 oder Kapazitätsmarkt	39
10. Zusammenarbeit mit Nachbarländern	39

11.	Kapazitätsreserve zur Absicherung	39
12.	Weiteres Verfahren	40
	Quellen	41

0. Zusammenfassung

Der Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) begrüßt ebenso wie sein Dachverband Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE), dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) mit dem Grünbuch eine transparente Darstellung der Herausforderungen und derzeit diskutierten Handlungsoptionen für den Strommarkt vorgelegt hat. Es ist sinnvoll, die Eckpfeiler des zukünftigen Strommarkts mit allen betroffenen Akteuren zu diskutieren. Wir unterstützen deshalb ebenfalls, dass zunächst das Grünbuch und anschließend das Weißbuch öffentlich konsultiert werden.

Der BWE trägt die Stellungnahme des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e.V. vollumfänglich mit.

Das Grünbuch beschreibt die Herausforderungen des Stromsystems treffend und enthält zudem viele gute Ansätze und sinnvolle „nächste Schritte“. In letzter Konsequenz sind die Lösungen jedoch noch nicht weitgehend genug (siehe dazu Vorschläge und weitergehende Hinweise in den einzelnen Kapiteln). Das Weißbuch sollte unbedingt auf die „vollständige Transformation des Energiesystems“ hin ausgerichtet sein. Auch die geplante Einführung von Ausschreibungssystemen sollte mit dem Grünbuch-Prozess abgestimmt sein. Nur so können die Voraussetzungen zum Erreichen eines sinnvollen Strommarktdesigns erreicht werden.

Zur Transformation würde die

- Kopplung der Sektoren Strom, Wärme, Gas, Transport sowie Speicher und intelligente Netze,
- Signifikante Reduktion der fossilen Must-Run Kapazitäten,
- Flexibilisierung des Gesamtsystems durch ein optimiertes Zusammenspiel von Intelligenzen Netzen, Speichern, stromgeführten KWK, Einspeisemanagement, Lastverlagerung und die Erbringung von Systemdienstleistungen (SDL) durch Erneuerbare Energien (EE)

gehören.

Das nationale Klimaschutzprogramm von Dezember 2014 enthält weitergehende Maßnahmen zur CO₂-Reduktion im Stromsektor. Der BWE begrüßt diesen Beschluss und schlägt eine konsequente Aufnahme in das Weißbuch vor. Die verschiedenen Bereiche der Energiepolitik müssen eng miteinander verzahnt werden. Die Berücksichtigung der nationalen und europäischen Klimaschutzziele im Weißbuch ist daher unumgänglich.

Stärken des Grünbuchs

1. Das Grünbuch ist eine sehr gute Grundlage vor allem für den politischen Entscheidungsprozess für die Weiterentwicklung der Strommärkte. Das Grünbuch zeigt nachvollziehbar auf, welche Vor- und Nachteile mit bestimmten Schritten verbunden wären. Zusätzlich stellt es eine meist treffende Zusammenfassung der Debatte in der Plattform Strommarkt dar.
2. Der BWE begrüßt die Vorfestlegung des Grünbuchs auf die Einrichtung einer Kapazitätsreserve, die laut Grünbuch unabhängig von der Beantwortung der Frage nach Kapazitätsmärkten eingeführt werden soll. Die Einführung der Kapazitätsreserve ist Konsens in der

Strommarkt-Plattform, ebenso wie die grundsätzliche Umsetzung der sogenannten „Sowieso“-Maßnahmen zur Weiterentwicklung der Strommärkte. Der BWE verweist in diesem Zusammenhang darauf, dass die Kombination aus der Weiterentwicklung der Strommärkte und der Einrichtung einer Kapazitätsreserve eine sichere Energieversorgung gewährleistet. Die Dimensionierung der Kapazitätsreserve sollte wie vom BEE bereits im Mai 2013 vorgeschlagen, regional differenziert erfolgen und Netzengpässe berücksichtigen. Der BWE regt an, die Kapazitätsreserve auch gezielt dafür einzusetzen, alte Kohlekraftwerke mit hohem CO₂-Ausstoß aus dem Markt zu nehmen. Hier bietet es sich folglich an, die Klimaschutzpolitik der Bundesregierung mit der Versorgungssicherheit zu verknüpfen (Kap. 9 und 11).

3. Das Grünbuch spricht völlig zu Recht von der Weiterentwicklung der Strommärkte und nicht des sogenannten Energy-Only-Marktes (EOM). Der Begriff des Energy-Only-Marktes ist mitunter missverständlich. Die Großhandelsmärkte beinhalten über die Terminmärkte bereits Kapazitätsmerkmale. Dies trifft insbesondere dann zu, wenn Stromlieferungen aus Kraftwerken bereits lange vor der Lieferung kontrahiert werden. Nur wer über entsprechende Kapazitäten verfügt, kann auch Strom zuverlässig anbieten. Hinzu kommen die Regelleistungsmärkte, die explizit eine Leistungs Komponente beinhalten. Das Grünbuch trägt auch hier zur Versachlichung der Diskussion bei (Kap. 1.5 und 9).
4. Ein weiterentwickelter Strommarkt, der durch eine Kapazitätsreserve abgesichert wird, reicht vollkommen aus, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Kapazitätsmärkte werden daher vom BWE abgelehnt (Kap. 9 und 11).
5. Die sogenannten „Sowieso“- Maßnahmen sind zu begrüßen. Der BEE hat in den letzten Jahren eine Reihe von Studien erstellen lassen, die zeigen, wie diese konkret aussehen könnten. Insbesondere die Verkürzung der Fristen sowie die Anpassung der Präqualifikationsbedingungen in Folge des steigenden Anteils fluktuierender Energien ist hier angezeigt (siehe auch 7.). Zu den sog. „Sowieso“-Maßnahmen gehört auch die Stärkung der Bilanzkreistreue der Bilanzkreisverantwortlichen. Alleine durch die erfolgreiche Umsetzung dieser Maßnahme würde sich das Thema Versorgungssicherheit bereits über die Strommarktregulierung klären. (Teil II).
6. Das Grünbuch zeigt basierend auf wissenschaftlichen Gutachten auf, welche Bedeutung nachfrageseitige Kapazität und Flexibilität haben. Das Potenzial dieser Ressourcen ist so erheblich, dass es einen wesentlichen Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit liefern kann/sollte. Aktuell werden diese Ressourcen u.a. aufgrund hoher Überkapazitäten nicht abgefragt. Nichtsdestotrotz erscheint es sinnvoll, für diese verbrauchsseitigen Kapazitäten und Flexibilitäten einen gleichberechtigten Marktzugang zu entwickeln, damit diese dann zur Verfügung stehen, wenn der Markt bereinigt ist. Der BWE weist an dieser Stelle darauf hin, dass Marktakteure sich immer wieder als sehr kreativ erweisen, wenn sie durch die Umstellung von Prozessen monetäre Vorteile generieren können. Es besteht daher Grund zur Annahme, dass die Marktakteure zusätzliche nachfrageseitige Flexibilitäten entwickeln werden, wenn Marktpreise den Bedarf dafür signalisieren.
7. Der BWE begrüßt die Überprüfung einer situationsbasierten Ausschreibung von Regelleistung in Abhängigkeit der Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie und die Begleitung der Gespräche zur Anpassung der Präqualifikationsbedingungen. Dabei müssen

Regelleistungsmärkte mit kürzeren Ausschreibungszeiträumen und asymmetrischer Ausschreibung für alle drei Regelleistungsarten angepasst werden, um sie für fluktuierende Erzeuger wie Windenergie zu öffnen. Systemdienstleistungen sollen technologieoffen formuliert werden, um die Partizipation eines breiten Akteurs Spektrums zu ermöglichen. Die Möglichkeit der Schaffung von Systemdienstleistungsmärkten muss für Systemdienstleistungen, die über die technischen Mindestanforderungen hinausgehen, bestehen (Kap. 4 und 5).

8. Der BWE begrüßt den europäischen Ansatz des Grünbuchs. Wir verweisen in diesem Zusammenhang darauf, dass nationale Kapazitätsmärkte den europäischen Binnenmarkt massiv verzerren. Grundsätzlich positive Einflüsse auf die Märkte haben hingegen der Ausbau von Interkonnektoren und die weitere Kooperation und Kopplung der Strommärkte.

Schwächen des Grünbuchs

1. Das Grünbuch geht implizit und im Bereich der Flexibilitätsoptionen sogar explizit von einem „Level-Playing-Field“ aus, auf dem alle Akteure und Technologien die gleichen Chancen haben. Dieses neutrale „Level-Playing-Field“ gibt es in Folge vielfacher Verzerrungen nicht.
2. Internalisierung der externen Kosten: Heute würde kein Kernkraftwerk laufen, wenn es eine Versicherungspflicht für Kernkraftwerke gäbe, und kein Braunkohlekraftwerk wäre in Betrieb, wenn sich die CO₂-Kosten vollständig im Erzeugungspreis widerspiegeln würden.

Der BWE geht im Übrigen davon aus, dass die langfristigen nationalen Klimaschutzziele nur dann erreicht werden können, wenn die Stromerzeugung auf 100% Erneuerbare Energien umgestellt wird. Ein Anteil von lediglich 80% bis 2050 wird nicht ausreichen.

Wesentliche Anmerkungen zu den Kapiteln 4 bis 11 im Grünbuch:

- Der BWE ist überzeugt, dass das volle Potenzial an Flexibilitätsoptionen ausgeschöpft werden muss, um das Stromsystem für einen steigenden Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energie zu flexibilisieren (Teil II und III Grünbuch).
- Der BWE begrüßt die Überprüfung einer situationsbasierten Ausschreibung von Regelleistung in Abhängigkeit der Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie und Begleitung der Gespräche zur Anpassung der Präqualifikationsbedingungen. Dabei muss der traditionell starre Auktionsmechanismus zur Bereitstellung von Primär-, Sekundär- und Tertiärleistung (Regelleistung) weiter flexibilisiert werden (Kap. 4.1 Grünbuch):
 - Kürzere Ausschreibungszeiträume (näher an der Einsatzstunde) und kleinere Leistungsscheiben
 - Unsymmetrische Ausschreibung für alle drei Regelleistungsarten
 - Regelleistungsnachweis über „mögliche Einspeisung“.
 - Langfristige Optimierung der Information und der Einbindung europäischer Nachbarnetze, wie es durch die Schaffung von *Coordinated Balancing Areas* im *Network Code on Electricity Balancing* vorgesehen ist.
- Es ist entscheidend, dass der bislang stark verzögerte Netzausbau beschleunigt wird. Auf allen Spannungsebenen sind Netzoptimierungs-, Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen auszuschöpfen (Kap. 5.1).
- Windenergieanlagen können zur Verstetigung der Einspeisung durch eine entsprechende Auslegung beitragen. Dies sollte weiter untersucht werden. Übergeordnete Regeleinheiten mit Speichern und anderen Erzeugern zu virtuellen Kraftwerken, die der Verstetigung dienen, müssen zusätzlich angereizt werden. Das vermindert auch den Netzausbaubedarf.
- Die im Energiewirtschaftsgesetz vorhandenen Instrumente zu Netzausbauplänen im Verteilnetz müssen ausgeschöpft werden, um ein größeres Zusammenspiel zwischen Übertragungs- und Verteilnetz zu erzielen und Synergien auszuschöpfen (Kap. 5.1).
- Der BWE teilt die Ansicht des BMWi, dass der Verzicht auf Einspeisung des letzten Kilowatts den Netzausbau deutlich entlasten kann. Abschaltungen von Windenergieanlagen können als flexible Leistungsbereitstellung in einem überwiegend erneuerbar gespeisten Netz angewandt werden. Hierzu muss das Einspeisemanagement (EinsMan) als eine werthaltige und damit zu finanzierende Netzdienstleistung weiterentwickelt werden. Um Einspeisemanagement in der Netzplanung zu berücksichtigen darf die abgeregelte Jahresenergie je Netzregion 1% bis 3% nicht überschreiten. Sinn macht das nur in Netzgebieten, in denen das Potenzial an Erneuerbaren Energien schon nahezu komplett erschlossen ist. Bei einem Anteil von knapp 30 % Erneuerbaren am Stromverbrauch und dem Ziel bis 2050 mindestens 80 % zu erreichen, ist der Netzausbau fast überall volkswirtschaftlich günstiger (Kap. 5.1).
- Die mit EinsMan abgeregelte Energie muss zu 100% vergütet werden. Andernfalls ist keine Diskriminierungsfreiheit gewährleistet (Kap. 5.2).
- Die Möglichkeit der Schaffung von Systemdienstleistungsmärkten muss für Systemdienstleistungen, die über die technischen Mindestanforderungen hinausgehen,

bestehen. Die technischen Mindestanforderungen müssen durch eine Kosten-Nutzen-Analyse transparent nachvollziehbar sein (Kap. 5.3).

- Systemdienstleistungen sollen technologieoffen formuliert werden, um eine breite Partizipation an Akteuren zu ermöglichen (Kap. 5.3).
- Das Grünbuch betont richtigerweise die Bedeutung des Netzausbaus für den Erhalt einer einheitlichen Preiszone (Kap. 6.2)
- Alle Maßnahmen, die dazu beitragen, die Höchstlast zu senken bzw. die gesicherte Leistung aus Erneuerbaren Energien zu erhöhen, können zu einer Reduzierung der Vorhaltung fossiler Must-Run-Units führen. Das wiederum dient durch höhere Flexibilität dem Systemumbau und unterstützt die Einhaltung der Klimaschutzziele. Es ist daher wesentlich, diese Punkte in den genannten nächsten Schritten, zum Beispiel in der europäischen Definition von Versorgungssicherheit, in der Erarbeitung der Netzkodizes und in der Anpassung des nationalen Rechtsrahmens, explizit zu berücksichtigen (Kap. 7).
- Der BWE unterstützt Maßnahmen, die zur Internalisierung der externen Effekte der nicht-nachhaltigen fossil-atomaren Energieträger führen. Insofern begrüßt der BWE auch Überlegungen, den CO₂-Emissionshandel wieder funktionsfähig zu machen, damit er diese Aufgabe wenigstens teilweise wahrnehmen kann (Kap. 8).
- Der BWE schließt sich der Meinung der Gutachter an, die von Kapazitätsmärkten abraten. Unter den genannten Argumenten sind insbesondere die zu erwartenden Systemmehrkosten und die erhöhten CO₂- Emissionen hervorzuheben (Kap. 9)
- Der BWE begrüßt die geplante stärkere Zusammenarbeit mit den Nachbarländern (Kap. 10).
- Der BWE begrüßt die Schaffung einer Kapazitätsreserve zur Absicherung. Die Überführung von Überkapazitäten in die Kapazitätsreserve bietet zudem die Gelegenheit dafür, auch den Gesichtspunkt des Umwelt- und Klimaschutzes in das Strommarktdesign zu integrieren. Wenn es gelingt, gerade Kapazitäten mit besonders hohen spezifischen Treibhausgasemissionen aus dem Markt zu ziehen, würde dies massiv dazu beitragen, dass Deutschland seine Klimaschutzziele erreichen und Europa künftig ambitioniertere Klimaschutzziele anstreben kann (Kap. 11).

Teil I Der Strommarkt heute und morgen

1. Funktionsweise des Strommarktes

Keine Anmerkungen.

2. Herausforderungen

Das Grünbuch beschreibt die Herausforderungen im Strommarkt zutreffend. Aus BWE Sicht sind folgende Punkte wesentlich und müssen unbedingt zukünftig politisch umgesetzt bzw. in Maßnahmen berücksichtigt werden:

- Überkapazitäten und niedrige CO₂-Preise führen zu niedrigen Großhandelspreisen und erhöhen damit den Förderbedarf für Erneuerbare Energien (2.1)
- Der Abbau von (fossilen) Überkapazitäten ist erforderlich (2.2).
- Die konventionelle Mindesterzeugung soll weiter gesenkt werden (2.3)
- Die Abregelung von Erneuerbaren – Energien- Anlagen ist keine sinnvolle Alternative zur Absenkung der Mindesterzeugung (2.3)
- Das Erreichen der Stromsparziele senkt die Systemkosten erheblich (2.3)

Der erste Punkt deutet auf einen Grundkonflikt im Stromsystem, benennt aber wesentliche Ursachen nicht. Denn die Großhandelspreise sind auch deshalb niedrig, weil die externen Kosten der fossilen Erzeugung auf den Verbraucher abgewälzt, und nicht den Verursachern angelastet werden vgl. hierzu auch die Stellungnahme des Bundesverband Erneuerbare Energie e.V [BEE].

3. Flexibilität als eine Antwort

Das Grünbuch räumt dem Thema Flexibilität zu Recht ein eigenes Kapitel ein und stellt die Bedeutung von Flexibilitätsoptionen deutlich heraus. Eine gute Grundlage hierfür waren die umfassenden Studien des BMWi und des BEE zum Thema Flexibilisierung¹.

3.1 Flexibilitätsoptionen

Zur Aufzählung der Flexibilitätsoptionen haben wir folgende Ergänzungen (siehe auch 3.1):

- „Flexible konventionelle und erneuerbare Erzeugung“:

¹ u.a. http://bee-ev.de/Publikationen/20140208BEE_Strommarkt_Flexibilisierung.pdf

Bei den gelisteten Flexibilitätsoptionen sollte neben der Abregelung der Erneuerbaren Energien ebenso die Möglichkeit der Erneuerbaren, Regenergie oder Systemdienstleistungen bereitzustellen, als Flexibilität genannt werden.

- „Flexible Nachfrage“:

Neben der Flexibilisierung der Last gibt es auch die Möglichkeit zur dauerhaften Lastreduktion, wodurch der Kapazitätsbedarf insgesamt sinkt und somit auch der Bedarf an fossilen Must-Run-Kapazitäten reduziert werden kann. Dabei ist es insbesondere entscheidend die Jahreshöchstlast zu minimieren. Denn der Kapazitätsbedarf basiert auf der Jahreshöchstlast plus Reserven. Das geht zum einen durch erhöhte Energieeffizienz oder Stromsparen, aber eben auch über eine Lastverschiebung in wenigen Stunden. Der Abschnitt im Grünbuch weist deshalb richtigerweise auch auf die Möglichkeit der kurzfristigen Lasterhöhung (Power-to Heat, Laden von Batterien etc.) hin. Denn z.B. in „Starkwind –Schwachlast- Zeiten“ ist auch die temporäre Erhöhung der Last sinnvoll, um die Abregelung von Erneuerbaren-Energien - Anlagen zu vermeiden.

Herausforderung

Eine Grundvoraussetzung für die Netzstabilität ist die Einhaltung der Systembilanz, d.h. dass sich Verbrauch und Erzeugung elektrischer Leistung im Gleichgewicht befinden. Klassischerweise haben an das Höchstspannungsnetz angeschlossene konventionelle Kraftwerke die Wirkleistung geliefert. Mit einer Zunahme an fluktuierenden Erneuerbaren Energien wie Wind geschieht eine sukzessive **Verdrängung der Grundlastkraftwerke** aus dem Markt, da eine Bereitstellung von Grundlast zunehmend weniger benötigt wird (izes 2012, S. 42). Dies bedeutet, dass mit einem steigenden Anteil an fluktuierenden Erneuerbaren die konventionellen Kraftwerke immer weniger Volllaststunden fahren und somit geringer ausgelastet sein werden.

Gleichzeitig erfordert der Systemwandel eine **steilere Gradientenfahrweise**, um ein schnelles Anfahren und eine schnelle Leistungssteigerung oder -drosselung bei Bedarf sicherzustellen. Letzteres kann nicht nur durch hochflexible thermische Kraftwerke wie Gasturbinen erfolgen, sondern langfristig ebenso durch den Einsatz von Speichern oder (steuerbaren) EE-Anlagen. Für eine flexible Leistungsdrosselung (negative Regelleistung) sind Windenergieanlagen sehr geeignet. Der konventionelle Must-Run-Sockel, um die Systembilanz und die Bereitstellung von netztechnisch notwendigen Systemdienstleistungen² sicherzustellen, wird langfristig durch EE-Anlagen und Flexibilitätsoptionen ersetzt. Hierbei existiert jedoch ein **Koordinationsproblem**, wann welche Flexibilitätsoptionen effektiv eingesetzt werden (können), da diese sich sowohl gegenseitig ergänzen als auch ersetzen.

Lösungsansätze des BWE

Die „Systemtransformation“ geht weit über den Aus- und Umbau der Stromnetze hinaus. Sie umfasst Flexibilitätsoptionen bei Erzeugung, Verbrauch und Speichern unter Einbeziehung aller

² Hierunter werden im Rahmen der technischen Mindesterzeugung i.d.R. zusätzlich zur Regelung der Systembilanz auch Spannungshaltung, Kurzschlussleistung und n-1-Sicherheit miteingeschlossen (FGH et al. 2012). Systemdienstleistungen werden später in Kapitel 5.3 dieses Positionspapiers gesondert aufgegriffen.

Spannungsebenen und weiterer Sektoren (z.B. Power-to-heat, Power-to-gas). Diese Flexibilitätsoptionen wirken sowohl als Substitut und Komplement, d.h. sie können einander ersetzen und/oder ergänzen. Das Flexibilitätspotenzial umfasst u.a.:

- Netzoptimierung, Netzverstärkung und Netzausbau, sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilnetz unter gegenseitiger Abstimmung
- Nutzung des Flexibilitätspotenzials thermischer Kraftwerke
- Lastenmanagement
- Einspeisemanagement von Wind und anderen Erzeugern
- Weitere Öffnung der Regelleistungsmärkte für dezentrale, dargebotsabhängige Erzeuger
- Senkung des konventionellen Must-Run-Sockels
- Schaffung von Märkten zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Erneuerbare Energien
- Nutzung von Speichern kurz-, mittel- und langfristig (Pumpspeicher, Batterien)
- Nutzung von Strom als Primärenergieträger unter Einbeziehung des Wärme- und Gassektors: Power-to-heat und Power-to-gas.

Eine mögliche effiziente Einsatzreihenfolge der verschiedenen Flexibilitätsbausteine hat die Arbeitsgruppe 3 „Interaktion der Plattform Erneuerbare Energie“ der Plattform Erneuerbare Energien beim BMU identifiziert. Hierbei hat sich ergeben, dass **das technische Potenzial der Flexibilitäten höher als der Bedarf ist** (BMU 2012, S. 16). Die AG 3 möchte jedoch keinen festen Fahrplan vorgeben, sondern plädiert vielmehr dafür, einen **Wettbewerb der Flexibilitäten** zu ermöglichen (ebd.).

Daraus resultiert folgende Handlungsempfehlung des BWE:

- Mit einem steigenden Anteil Erneuerbarer Energien gilt es, die **low hanging fruits** – also die technisch und wirtschaftlich effizientesten - Flexibilitäten als nächste umzusetzen.
 - Als kurz- und mittelfristig kosteneffizienteste Flexibilitätsoption gilt es, den Netzausbau zu beschleunigen.
 - Außerdem ist zu beachten, dass während einige Flexibilisierungsmaßnahmen bereits kurz- und mittelfristig umgesetzt werden können, sich bei anderen in der längeren Perspektive neue Technologieoptionen mit Kostensenkungspotentialen erschließen. Diese Lerneffekte müssen bei der Umsetzung entsprechende Berücksichtigung finden.
 - Der Wert von verfügbarer Flexibilität muss in den Marktpreisen reflektiert werden.
- Der BWE bietet an, dass die **Windenergiebranche einen aktiven Beitrag** zur Flexibilisierung liefert (**Abregelung als Netzdienstleistung, Bereitstellung von Regelleistung, Verstetigung der Einspeisung, s.u.**). Dies geschieht unter der Prämisse, dass durch die Nutzung der oben genannten Flexibilitätspotenziale ebenso ein Beitrag von weiteren Akteuren im System geliefert wird.

Teil II Maßnahmen für einen sicheren, kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz aller Erzeuger und Verbraucher („Sowieso-Maßnahmen“)

4. Marktpreissignale für Erzeuger und Verbraucher stärken

4.1 Spot- und Regelleistungsmärkte weiterentwickeln

Das Grünbuch benennt die wesentlichen unten skizzierten Herausforderungen. Die vorgeschlagenen „nächsten Schritte“ im Kapitel 4.1 sind nachvollziehbar und sinnvoll.

- Vorantreiben der Marktkopplung auch im Rahmen der Netzkodizes (siehe Kapitel 7 Grünbuch)
- Harmonisierung der Regelleistungsmärkte auf europäischer Ebene im Rahmen der Netzkodizes
- Überprüfung der Ausschreibungsbedingungen der Regelleistungsmärkte, um den Wettbewerb zu stärken und „neue Stromverbraucher“ zu integrieren
- Überprüfung einer situationsbasierten Ausschreibung von Regelleistung in Abhängigkeit der Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie und Begleitung der Gespräche zur Anpassung der Präqualifikationsbedingungen

Insbesondere begrüßt der BWE den letzten Punkt: „die Bundesnetzagentur überprüft zusammen mit den Übertragungsnetzbetreibern die Möglichkeit einer situationsbasierten Ausschreibung von Regelleistung in Abhängigkeit der Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie. Zudem begleitet sie die Gespräche zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Anlagenbetreibern zur Anpassung der Präqualifikationsbedingungen“.

Damit die nächsten Schritte auch tatsächlich zu einer besseren Marktintegration der Erneuerbaren Energien führen, schlagen wir nach der Skizzierung der Herausforderungen im Folgenden Lösungsansätze vor.

Herausforderung

Die Bereitstellung von Regelleistung dient der Frequenzhaltung. Damit die Frequenz im Netz stabil bleibt, müssen sich Erzeugung und Verbrauch jederzeit die Waage halten. Wenn der Verbrauch die Erzeugung im Netz übersteigt, kommt es zu einer Unterspeisung, und die Netzfrequenz fällt unter 50 Hertz. In diesem Fall muss positive Regelleistung aktiviert werden, indem Erzeuger ihre Einspeisung erhöhen oder zugeschaltet werden. Alternativ können auch Lasten (Verbraucher) abgesenkt oder abgeschaltet werden. Umgekehrt muss im Falle einer Überspeisung (Erzeugung > Verbrauch) negative Regelleistung zum Ausgleich bereitgestellt werden. Auf Erzeugerseite bedeutet dies die Drosselung oder Abschaltung von Leistung. Die Ausschreibung und der Abruf von Regelleistung geschehen durch die Übertragungsnetzbetreiber, die systemverantwortlich sind.

Die Ausgestaltung der Regelenergiemärkte hat sich traditionell an den konventionellen Kraftwerken orientiert. Dies trifft sowohl auf die Bereitstellung der Primär- und Sekundärregelleistung als auch auf die Minutenreserve zu. Obwohl die Ausschreibungszeiträume bereits im Jahre 2011 reduziert wurden, sind die derzeitigen Vorgaben zu Mindestangebotsgrößen, Leistungsscheiben, Gebotszeiträumen und Ausschreibungsarten nach wie vor ein Hemmnis für die Partizipation von Windenergieanlagen. Dies betrifft insbesondere das symmetrische Ausschreibungsverfahren, wie es bei der Primärregelleistung erfolgt. Symmetrische Ausschreibung bedeutet, dass keine getrennte Ausschreibung von positiver und negativer Regelleistung erfolgt, sondern beides von den technischen Einheiten zur Verfügung gestellt werden muss. Die Minutenreserveleistung wird in sechs täglichen Zeitscheiben à vier Stunden ausgeschrieben. Bei der Sekundärregelleistung gibt es wöchentliche Ausschreibungen mit separaten Angeboten für die Hauptzeit (HT) und die Nebenzeit (NT).

Des Weiteren bestehen nach wie vor Optimierungsmöglichkeiten bei den Ausschreibungszeiträumen, die bei der Minutenreserve täglich (für den nächsten Arbeitstag) und bei Primär- und Sekundärreserve mit einer Woche Vorlauf erfolgen. Eine Verkürzung dieser Zeiträume erlaubt eine effizientere Ausnutzung der Prognosegüte des Windes. Eine Ausschöpfung des Regelleistungspotenzials von Windenergie- und anderen Erneuerbare Energien-Anlagen ist essentiell, um den durch Regelleistungsvorhaltung induzierten konventionellen Must Run-Sockel zu verringern.

Technisch sind Windenergieanlagen aufgrund ihrer hohen Flexibilität schon heute geeignet, negative Regelleistung bereitzustellen. Unter gedrosselter Fahrweise können sie ebenfalls positive Regelleistung anbieten, wenn sie mit anderen Erzeugungstechnologien durch Pooling (z.B. mit Biomasseanlagen) am Markt agieren. Durch die Ausstattung mit Fernwirktechnik ist eine unmittelbare automatische Aktivierung durch den betroffenen Übertragungsnetzbetreiber möglich. Daher ist es wichtig, eine freiwillige Partizipation von Windenergieanlagen in diesem Marktsegment weiter anzureizen, um diese Flexibilitätsoption zu nutzen.

Auf europäischer Ebene wird vom Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E der *Network Code on Electricity Balancing* (NC EB) erarbeitet³, der die sogenannte *pay-as-clear*-Auktionsmethode vorsieht. Das heißt, dass der Markt räumende Arbeitspreis des letzten aktivierten Angebots den Preis für alle aktivierten Angebote setzt.

Lösungsansätze des BWE

Verkürzung der Vergabezeiträume

Der BWE plädiert für eine Untersuchung der Verkürzung des Ausschreibungszeitraums der Primär-, Sekundär- und der Minutenregelleistung. Bei der Minutenreserve sollte die Analyse einen Ausschreibungszeitraum mit Anpassungen von der aktuellen täglichen Ausschreibung bis hin zu einer Stunde vor der tatsächlichen Einsatzstunde beinhalten. Ein Blick über die Grenzen zeigt, dass z.B. in Dänemark Regelenergie erfolgreich von Windenergieanlagen bereitgestellt werden kann. Denn dort

³ ENTSO-E hat im September 2014 einen überarbeiteten Entwurf bei der europäischen Regulierungsbehörde ACER eingereicht.

können die Preise und Mengen von den Anbietern bis zu 45 Minuten vor der Einsatzstunde geändert werden. Ebenso gilt es, das Potenzial einer Verkürzung der wöchentlichen Ausschreibungsräume der Sekundärregelleistung (HT/NT) und der Primärregelleistung zu untersuchen. Hierzu gehört auch die Definition der Leistungsscheiben bei der Sekundärregelleistung, derzeit für HT (werktags von 8 bis 20 Uhr) und NT (werktags von 0 bis 8 Uhr sowie 20 bis 24 Uhr und komplett am Wochenende).

Unsymmetrische Ausschreibung für reine Windenergieanlagen

Das Ausschreibeverfahren für jede Regelleistung (auch der Primärregelleistung) sollte unsymmetrisch erfolgen, d.h. eine getrennte Ausschreibung von positiven und negativen Leistungsscheiben. Dies ist auch entscheidend, um Anreize für die Teilnahme von Windenergieanlagen zu setzen, die sonst auf dem Day Ahead- oder Intraday-Markt anbieten würden. Die Windenergie kann aufgrund ihrer hohen Flexibilität insbesondere einen großen Beitrag beim Abruf negativer Regelleistung liefern.

Verbesserung der Prognosegenauigkeit

Eine Methode (Prognosegenauigkeit) zur Bestimmung der zur Verfügung stehenden Leistung durch fluktuierende Erneuerbare Energien muss eindeutig festgelegt werden, und diese muss als Branche mit dem Mitwirkenden des Regelleistungsmarkts kommuniziert werden. Eine Studie zur Erbringung von Regelenergie durch Windkraftanlagen kommt zu folgendem Schluss: „mit Hilfe probabilistischer Prognosen für die Windeinspeisung können Windparkpools Regelleistung mit der gleichen Zuverlässigkeit wie jetzige Anbieter anbieten“ (IWES et al., 2014)⁴.

Eine Optimierung der Prognosegenauigkeit lässt sich zum Beispiel durch einen hochaufgelösten Anlagenzugriff und durch Kenntnisse über Stillstands- und Wartungsintervalle realisieren, etwa in virtuellen Kraftwerken. Diese Umgebung bietet auch für Speicherprojekte, die für den notwendigen kurzfristigen Ausgleich sorgen, eine optimale Voraussetzung. Unternehmen der Windbranche sind hier bereits tätig, eine weitergehende Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern wie auch der Bundesnetzagentur streben wir an.

Für die Kommunikationsschnittstelle zwischen Übertragungsnetz- und Windenergieanlagenbetreiber gilt es, die bereits bestehende Kommunikationsinfrastruktur optimal zu nutzen.

Nachweisverfahren

Bei der Betrachtung von Regelenergie ist der Nachweis über die erbrachte Leistung wichtig. Hierbei gibt es für Windenergie zwei prinzipielle Möglichkeiten: das Modell der „Fahrplan basierten Einspeisung“ und das Modell der „möglichen Einspeisung“. Über Prognosen wird die mögliche Einspeisung des Windparks festgestellt. Bei einer Fahrplan basierten Nachweisführung wird von einer konstanten Wirkleistungsabgabe der Windenergieanlage ausgegangen. Wird tatsächlich mehr produziert, würde bei einem Fahrplan der Windpark bereits gedrosselt gefahren, auch wenn keine

⁴ „Probabilistische Prognosen weisen jeder Leistung eine Wahrscheinlichkeit zu. Dadurch kann ermittelt werden, wie wahrscheinlich das Unter- bzw. Überschreiten einer Leistung ist. Somit kann auch bestimmt werden, welche Leistung mit einer Wahrscheinlichkeit oder Zuverlässigkeit von 99,994 % überschritten wird, wodurch ein Angebot bestimmt werden kann. Eine Zuverlässigkeit von 99,994 % bedeutet, dass die reale Einspeisung mit einer Wahrscheinlichkeit von 99,994 % oberhalb des Prognosewerts liegt“.

negative Regelleistung abgerufen wird. Hier werden unnötige Energieverluste in Kauf genommen. Diese müssen über die Leistungspreise bei der Bereitstellung von Regelenergie in irgendeiner Form vergütet werden. Bei dem Modell der „möglichen Einspeisung“ hingegen wird, statt einer festen Fahrplanvorgabe, anhand von Prognosen ermittelt, mit welcher Wahrscheinlichkeit die Windenergieanlage wie viel Strom erzeugen wird. Wenn nun negative Regelleistung von einem Windpark angefordert wird, führt dies zu einer Drosselung im Verhältnis zur tatsächlich möglichen Ist-Einspeisung anstelle der konstanten Wirkleistungsabgabe. Das heißt, fordert der Netzbetreiber nun negative Regelleistung, wird diese von der möglichen Einspeisung des Windparks abgezogen. Zudem können bei der „möglichen Einspeisung“-Methode Ausgleichseffekte zwischen den beteiligten Windparks, anderen Erzeugern und Verbrauchern genutzt werden. Daher sollten Windenergieanlagen nicht über einen vorgegebenen Fahrplan in der Stromproduktion begrenzt werden, sondern Regelleistung gegenüber der möglichen Ist-Einspeisung bereitstellen. Um den Nachweis der erbrachten Regelleistung zu führen, soll deshalb ein Modell der „möglichen Einspeisung“ Anwendung finden. Ein vorgegebener Fahrplan würde zu einer unnötigen Abregelung von Windenergieanlagen und unnötigen volkswirtschaftlichen Kosten führen.

Langfristige Optimierung der Information und der Einbindung europäischer Nachbarnetze

Nicht nur auf deutscher, sondern ebenso auf europäischer Ebene im *Network Code on Electricity Balancing*, muss der zunehmende Anteil an Erneuerbaren Energie -Anlagen in der Ausgestaltung der europäischen Verordnung zur Regelleistung entsprechend reflektiert werden.

Daraus resultieren folgende Handlungsempfehlungen des BWE:

- Der traditionell starre Auktionsmechanismus zur Bereitstellung von Primär-, Sekundär- und Tertiärleistung (Regelleistung) muss weiter **flexibilisiert** werden:
 - **Kürzere Ausschreibungszeiträume** (näher an der Einsatzstunde) und kleinere Leistungsscheiben
 - **Unsymmetrische Ausschreibung für alle drei Regelleistungsarten**
 - **Regelleistungsnachweis über „mögliche Einspeisung“.**
 - Langfristige Optimierung der Information und der Einbindung europäischer Nachbarnetze, wie es durch die Schaffung von *Coordinated Balancing Areas* im *Network Code on Electricity Balancing* vorgesehen ist.

4.2 Bilanzkreisverantwortung stärken

Keine Anmerkungen.

4.3 Netzentgelte und staatlich veranlasste Preisbestandteile optimieren

Der BWE begrüßt die vom BMWi vorgeschlagenen nächsten Schritte:

- Prüfung und Weiterentwicklung der Struktur der Netzentgelte, um ein flexibles Verhalten von Verbrauchern attraktiver zu machen.
 - Öffnung der Sondernetzentgelte für mehr Lastflexibilität

- Prüfung des Arbeits- und Leistungspreissystems nach § 17 StromNEV
- Überprüfung und gegebenenfalls Anpassung bestehender HT-NT-Zeitfenster
- Diskussion eines langfristigen Zielmodells für die Struktur der Netzentgelte und einige staatlich verursachte Preisbestandteile, um eine effiziente Flexibilisierung von Erzeugern und Nachfragern über die Sektoren Strom, Wärme, Verkehr verstärkt zu ermöglichen.

Bei der Entwicklung eines langfristigen Zielmodells sollte insbesondere die perspektivisch stärkere Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr berücksichtigt werden. Denn zusätzlicher Stromverbrauch in anderen Sektoren erleichtert die Integration von Wind- und Solarenergie in Zeiten von Stromüberschüssen.

5. Stromnetze ausbauen und optimieren

5.1 Stromnetze ausbauen

Das Grünbuch liefert eine treffende Zustandsbeschreibung. Der BWE begrüßt alle vorgeschlagenen nächsten Schritte:

- Realisierung der als erforderlich identifizierten Netzausbauvorhaben
- Regelmäßige Überprüfung des Netzausbaubedarfs auf Übertragungsnetzebene
- Ausbau der Grenzkuppelstellen und Leitungen mit überregionaler Bedeutung auf Grundlage des *Ten-Year-Network-Development-Plans* (TYNDP)
- Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen zur Modernisierung der Verteilnetze
- Konkretisierung des Konzepts zur Berücksichtigung der Spitzenkappung von Erzeugungsspitzen (unter der Voraussetzung einer vollständigen Kompensation! Siehe 5.1 und 5.2)
- Prüfung einer Anpassung der Rahmenbedingungen für Investitionen in regelbare Ortsnetzstationen

Letztlich ist aber die genaue Ausgestaltung der nächsten Schritte entscheidend. Aus Sicht der Windbranche ist dabei Folgendes zu berücksichtigen.

Das NOVA Prinzip (**NetzOptimierung vor -Verstärkung vor -Ausbau**) wird im Grünbuch nicht erwähnt. Wir empfehlen im Abschnitt „Die Netze müssen auf Übertragungs- und Verteilernetzebene ausgebaut **[und optimiert]** werden“ auf das NOVA Prinzip hinzuweisen. Denn bevor Erneuerbare Energie abgeregelt wird, sollte unbedingt geprüft werden, ob nicht kurzfristig, evtl. auch nur temporäre Lösungen bestehen, um die Übertragungskapazität häufig überlasteter Leitungen zu erhöhen.

Das Grünbuch betont die Bedeutung, Netze nicht auf die „letzte erzeugte Kilowattstunde“ auszulegen und die positiven Effekte von innovativen Betriebsmitteln im Verteilnetz. Diese Bewertung teilt der BWE, allerdings unter der Voraussetzung der Diskriminierungsfreiheit, d. h. einer vollständigen Vergütung (siehe 5.1 und 5.2).

Aktuell wird Einspeisemanagement als kurzfristige „Notfallmaßnahme“ häufig mit der Forderung, Netze nicht auf „die letzte Kilowattstunde“ auszulegen, vermischt. Im Grünbuch wird vorgeschlagen, Einspeisemanagement bei der Netzplanung zu berücksichtigen, um Netze nicht für die maximal mögliche Einspeisung auszulegen, die nur in wenigen Stunden im Jahr tatsächlich eintritt. Sinn macht das nur in Netzgebieten, in denen das Potenzial an Erneuerbaren Energien schon nahezu komplett erschlossen ist. Bei einem Anteil von knapp 30 % Erneuerbaren am Stromverbrauch und dem Ziel bis 2050 mindestens 80 % zu erreichen ist der Netzausbau fast überall volkswirtschaftlich günstiger (siehe 5.1).

Beschleunigung des Netzausbaus

Für eine nachhaltige und kosteneffiziente Energiewende ist der Netzaus- und -umbau eine Grundvoraussetzung. Ein Großteil der Erneuerbaren Energie-Erzeuger speist elektrische Energie in die Verteilnetze ein. Dies führt zu bidirektionalen Leistungsflüssen, d.h. von den unteren Spannungsebenen im Mittel- und Niederspannungsnetz wird zunehmend elektrische Energie ebenfalls in die höheren Netzebenen (Hoch- und Höchstspannung) transportiert. Großräumig betrachtet muss die elektrische Energie im Übertragungsnetz von den Erzeugungszentren im Norden zu den Verbrauchszentren im Westen und Süden des Landes geleitet werden.

Der Netzausbau ist daher ein wichtiger und vor allem kurz- bis mittelfristig realisierbarer **Flexibilitätsbaustein** im Rahmen des Netzausbaus für die Energiewende: Durch den großräumigen Austausch zwischen Erzeugungs- und Laststandorten in einem bedarfsgerecht ausgebauten Übertragungsnetz können **Fluktuationen in einzelnen Erzeugungsregionen teilweise ausgeglichen werden**. Dies betrifft sowohl das Verteil- als auch das Übertragungsnetz. Ein leistungsfähiges Übertragungsnetz stellt in der Regel die kostengünstigste Option für die Integration von Erneuerbaren Energien in das Stromsystem dar (BMU 2012, S. 16).

Verstärkte Abstimmung bei Ausbau von Übertragungs- und Verteilnetz

Herausforderung

Mit dem Aufbrechen der traditionellen Top-Down-Struktur des elektrischen Versorgungsnetzes entsteht ein deutlich erhöhter Abstimmungsbedarf zwischen Übertragungs- und Verteilnetz. Dies betrifft verschiedene Bereiche. Bei der **Netzplanung** müssen die Interdependenzen von Übertragungs- und Verteilnetzen berücksichtigt werden. So können Netzengpässe im Übertragungsnetz unmittelbare Auswirkungen auf die am Verteilnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen haben, wenn diese dann abgeregelt werden müssen.

Der Netzentwicklungsplan Strom hat dem gesetzlichen Auftrag des §12b EnWG folgend ausschließlich den Ausbau des Übertragungsnetzes modelliert. Die Eingangsdaten werden auf Netzknotenebene für den Verbrauch und die Einspeisung aus Erneuerbarer Energien - Erzeugungsanlagen ermittelt, wofür regional unterschiedliche Profile zugewiesen wurden, die zu

einem gemeinsamen Referenzjahr gehören (NEP 2013a, S. 36)⁵. Aufgrund der Heterogenität des deutschen Verteilnetzes ist ein solches Vorgehen bei der Marktmodellierung und der darauf fußenden Netzanalyse für das gesamte Übertragungsnetz zweckmäßig. Dennoch sind in der Praxis der **Netzzustand des Verteilnetzes** und die Auswirkungen des **weiteren Ausbaus von Erzeugungsanlagen in den unteren Spannungsebenen** essentiell für eine **kohärente Netzplanung im Übertragungsnetz**. Dies sollte im Netzentwicklungsplan weitergehend reflektiert werden. Dazu ist eine stärkere Kommunikation zwischen Übertragungsnetz- und Verteilungsbetreiber essentiell. Der BWE begrüßt die vielerorts schon vorhandenen Ansätze zur Optimierung von Prozessen und Informationsflüssen.

Lösungsansätze des BWE

Das EnWG enthält bereits Instrumente, die zur Erhöhung eines kohärenten Netzausbaus eingesetzt werden können. Auf Verlangen der Bundesnetzagentur haben Verteilnetzbetreiber gemäß §14 (1a) EnWG innerhalb von zwei Monaten einen **Bericht über den Netzzustand und die Netzausbauplanung zu erstellen**. Dieser Bericht zur Netzausbauplanung muss auch konkrete Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau sowie den geplanten Beginn und das geplante Ende der Maßnahme enthalten.

Der gemäß §14 (1b) EnWG **verpflichtend vorzulegende Bericht von Verteilnetzbetreibern der 110 kV-Ebene bzgl. des Netzzustands und Auswirkungen des Ausbaus von Einspeiseanlagen** (insbes. zur Erneuerbaren Energien-Einspeisung) kann darüber hinaus zur besseren Abstimmung des Netzausbaus auf Verteil- und Übertragungsebene genutzt werden. Hierzu gehören auch die **Netzentwicklungspläne für die nächsten zehn Jahre auf der 110 kV-Ebene**, die gemäß §14 (1b) EnWG von den Netzbetreibern vorzulegen sind, wenn die Regulierungsbehörde feststellt, dass in dem jeweiligen Netz wesentlicher Ausbaubedarf besteht.

Die Zubaurate der Windenergie Onshore hat sich in den letzten Jahren konstant entwickelt. Eine proaktive Netzplanung unter Nutzung der oben genannten Instrumente kann sich als sehr sinnvoll in Regionen mit hohem EE-Zubau erweisen.

Daraus resultieren folgende Handlungsempfehlungen des BWE:

- **Stärkere Nutzung von §14 (1a) EnWG, Netzausbaupläne Verteilnetz**, um die Kohärenz der Netzplanung zwischen Übertragungs- und Verteilnetz weiter zu erhöhen sowie des gemäß §14 (1b) EnWG **verpflichtend vorzulegenden Berichtes von Verteilnetzbetreibern der 110 kV-Ebene bzgl. des Netzzustands und Auswirkungen des Ausbaus von Einspeiseanlagen**.
- In größeren Verteilnetzen wäre es sinnvoll, dieses Instrument nicht nur auf Verlangen der Bundesnetzagentur sondern ggf. auch proaktiv für eine transparente Netzausbauplanung auf

⁵ Im NEP 2014, findet sich ein Verweis auf eine Kooperation mit den VNB (abgesehen, von der Regionalisierung der EE): „der zusätzliche Bedarf an Höchstspannungstransformatoren [wird] in Abstimmung mit den Verteilungsbetreibern ermittelt (Punktmaßnahmen)“, S. 69.

Verlangen von Landesregierungen (evtl. auch kommunale Trägerschaften / Planungsbehörden) zu nutzen. Dies gilt insbesondere dann, wenn letztere z.B. in ihrem Hoheitsbereich einen erheblichen Planungsbedarf an weiteren EE-Anlagen ermitteln. Es geht hierbei um eine Beschleunigung des Netzausbaus durch eine vorausschauende, transparente Netzplanung unter Berücksichtigung der Eignungsgebiete und hierfür erforderlichen Netzausbaumaßnahmen.

Spitzenkappung von Wind- und PV Einspeisespitzen⁶

a) 3%-Ansatz im Rahmen der Netzplanung

Im Grünbuch [S. 27] wird ein neuer Ansatz bei der Netzplanung angeregt, der ein begrenztes Einspeisemanagement dezentraler Erzeugungsanlagen vorsieht:

„ ... Es soll deshalb zulässig sein, bei der Netzplanung auf Verteiler- und Übertragungsnetzebene eine Spitzenkappung von maximal drei Prozent der von Windkraft- und Photovoltaikanlagen erzeugbaren Jahresenergie zu berücksichtigen. Dabei soll an einer vollständigen Kompensation aller Anlagenbetreiber festgehalten werden. ...“⁷

Der Vorschlag ist gegenüber der bisherigen Praxis grundsätzlich neu. Bevor Auswirkungen ermesst und bewertet werden können, muss er in konkrete Vorgaben und Handlungsanweisungen übersetzt werden. Zweifelsfrei bringt der Ansatz sowohl für die Netzplanung als auch für den Netzbetrieb Konsequenzen mit sich. Zu beiden Aspekten werden im Folgenden absehbare Fragen erörtert, die bei der Überführung in Handlungsvorgaben zu berücksichtigen sind.

Herausforderungen in der Netzplanung

Die Einspeisung aus Wind- und Solaranlagen schwankt erheblich. Die jährlichen Erträge und damit die Leistungsdauerkennlinien weichen selbst über mehrere Jahre vom prognostizierten oder langjährig beobachteten Mittel ab. Die Varianz liegt im zweistelligen Prozentbereich des mittleren Jahresertrages.

Die stark schwankenden Erzeugungsmengen belasten das Netz im Zeitverlauf unterschiedlich stark und erfordern damit eine unterschiedliche Intensität des Netzsicherheitsmanagements. Der *relative* Ertragsanteil oberhalb einer statischen Einspeisebegrenzung (z. B. 70% der installierten Nennleistung) einer bestehenden Anlage ist weniger stark gestreut. Überschlägige Abschätzungen von empirischen Daten deuten jedoch immer noch auf eine Variabilität um den Faktor 2 bis 3 (siehe [Abbildung 1](#) und [Abbildung 2](#)).

Exkurs: Verstetigung der Einspeisung von Windenergieanlagen

⁶ Abschnitt basiert auf einem Projektbericht von Ecofys (Weiterentwicklung des Einspeise-Managements - Bewertung von Ansätzen, 2015)

⁷ Die Kompensation ist wesentlicher Bestandteil des Vorschlags. Ihre Bedeutung wird diskutiert unter 3.2.3. ebenso wie Konsequenzen, sollte die Kompensation zur Diskussion gestellt werden.

Eine Verstetigung von Einspeiseleistungen bedeutet, dass trotz schwankenden Winddargebots über einen verlängerten Zeitrahmen als bisher eine konstante Einspeiseleistung gehalten werden kann. Gerade bei einem hohen EE-Anteil im Netz wäre dieser Effekt bezogen auf den einzelnen Netzanschlusspunkt und somit in einer Netzregion mit vielen Erneuerbaren Energie-Netzanschlusspunkten für die gesamte regionale Netzstabilität wünschenswert. Eine Verstetigung kann z.B. erreicht werden durch:

- Zusätzliche Kraftwärmekopplungs-Module oder Speicher zu den Windkraftanlagen am selben Netzanschlusspunkt mit einer übergeordneten Regeleinheit im Sinne eines virtuellen Kraftwerkbetriebs
- Sektorübergreifende Verwendung des Stroms („Nutzung von Strom als Primärenergieträger“: Power-to-heat und Power-to-gas)
- Windkraftanlagen mit einem reduzierten spezifischen Auslegungswert des Quotienten Nennleistung/Rotorkreisfläche.

Der dritte Punkt benennt die Möglichkeit für viele Windenergieanlagenhersteller, bei einem Leichtwinddesign die Nennleistung der Windkraftanlage bei einer niedrigeren Windgeschwindigkeit zu erreichen als bisher. Mit heutigen Anlagentechnologien sind schon Auslegungswerte von ca. 220 bis 300 W/m² erzielbar. Im Bereich der Multimegawattklasse können nach dem Prinzip „Großer Rotordurchmesser, kleiner Generator“ an Binnenlandstandorten die Häufigkeiten der Jahresnennleistungsstunden in der Summe von ca. 3 bis 4 auf über 10 bis ca. 15% angehoben werden. Bei höherem Windpotenzial (Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe >7,5 m/s) wird dieser Effekt noch deutlicher. In solchen Windregionen ist der Ausbau der Windenergie zudem deutlich weiter voran geschritten als der bestehende Netzausbau. Auch aus diesem Grund ist die Flexibilisierungsoption „Verstetigung“ insbesondere in windreichen Regionen eine diskutabile Möglichkeit.

Daraus resultieren folgende Handlungsempfehlungen des BWE:

- Die **Flexibilisierungsoption „Verstetigung“** ist aktiv miteinzubeziehen. Hierfür sind Anreize für virtuelle Kraftwerke (unter Einbeziehung von Speichern) und Sektor übergreifende Verwendung des Stroms zu schaffen.
- Für das Verstetigungspotenzial für die Einspeisung aus Windkraftanlagen mit einem reduzierten spezifischen Auslegungswert des Quotienten Nennleistung/Rotorkreisfläche besteht weiterer Untersuchungsbedarf.

Hinzu kommt, dass bei einer bisher üblichen energietechnischen Auslegungsplanung der Verteilnetzbetreiber für eine zukünftige im eigenen Verantwortungsbereich gegebene Anforderung für den weiteren Netzausbau Versorgungssicherheit (Einspeisung und Bezug aller Quellen und Senken) und Netzstabilität (Fahrweise und Netzschutzkonzepte) im Vordergrund stehen. Letztlich ist

die Betrachtung von Leistungsflüssen Grundlage für die Kalkulation. Das Kriterium einer volatilen Einspeiseenergiemengenbegrenzung auf einen Bemessungswert ist kaum planbar.

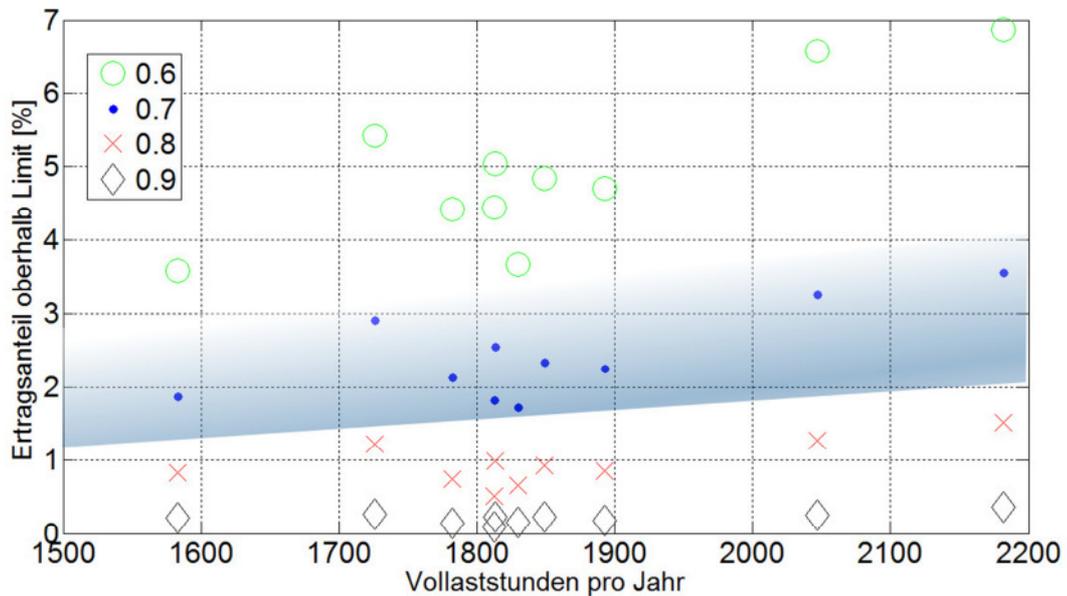


Abbildung 1: Exemplarische Darstellung der Streuung des Ertragsanteils der Windenergie oberhalb eines festen Anteils der installierten Leistung (Legende) für verschiedene Jahreserträge in Volllaststunden. Datenbasis: Windeinspeisung in der Regelzone der 50 Hertz Transmission GmbH in den Jahren 2005 bis 2014

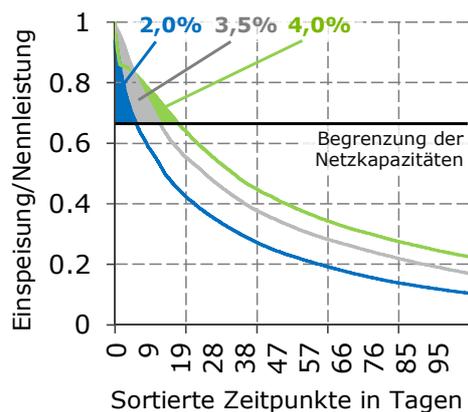


Abbildung 2 Schematische Darstellung der Jahresdauerlinie von Windenergieanlagen für verschiedene Wetterjahre und der anteiligen Ertragsverluste bei Begrenzung der Netzkapazitäten auf 65% der installierten Nennleistung

Das bedeutet, dass bei einem planerischen Ansatz von maximal 3% Ertragseinbußen der Raum für Abregelungen nach EEG-EinsMan bzw. EnWG in einem Jahr großzügig sein kann, während er bei

gleichen technischen Gegebenheiten im nächsten Jahr sehr knapp bemessen oder unzureichend ist. Eine vorgegebene Marke in Anlehnung an das Grünbuch ist damit eine *Bemessungsgröße* für die Netzplanung. Die Schwankung der realen Ertragseinbußen bei Begrenzung der Netzkapazitäten kann, aber nur zufällig, in der gleichen Größenordnung wie der Wert der Bemessungsgröße (3%) liegen. Es darf jedoch nicht erwartet werden, dass sich dieser Wert im Betrieb tatsächlich genau einstellt oder dessen Einhaltung in jährlichen Abrechnungen überprüft werden kann.

Herausforderungen in der Umsetzung

Geklärt werden muss, ob für die Netzplanung nur neue Projekte ab Inkrafttreten des Vorschlags zur erweiterten Abregelung herangezogen werden oder ob auch Bestandsanlagen verstärkt an Abregelungen beteiligt werden. Wird auf eine Beteiligung der Bestandsanlagen verzichtet, wäre das effektive Potential zur Beeinflussung der Netzbelastung verschwindend gering. Deswegen wird in der dem Vorschlag zugrundeliegenden BMWi Verteilernetzstudie (2014) eine Beteiligung *aller* Anlagen auch als gegeben vorausgesetzt. **Das setzt wegen des zu gewährleistenden Bestandsschutzes allerdings die Beibehaltung der Härtefallregelung zwingend voraus (siehe dazu auch Abschnitt 5.2).**

Fraglich ist auch, wie die 3% Vorgabe für die Umsetzung in der jeweiligen Netzebene interpretiert werden sollen. Zumindest in vermaschten Verteilernetzen sind zwei grundsätzliche Fälle zu unterscheiden:

- *3% Ertragsverlust pro Anlage:* Das vorgesehene Limit des Ertragsverlustes bezieht sich auf jede einzelne Erzeugungsanlage⁸ separat. Abhängig von der Netztopologie ist eine Abregelung von Erzeugungsleistung an einzelnen Netzknoten allerdings unter Umständen zur Behebung von Netzengpässen weitgehend unwirksam. Die effiziente Energiemenge, die durch den Netzbetreiber zur Behebung von Engpässen zu veranschlagen ist, ist damit weit geringer als 3%. Wird der Vorschlag ausschließlich auf neu zu errichtende Anlagen angewandt, kann es im Einzelfall sein, dass die planerische Freiheit am gegebenen Punkt völlig wirkungslos bleibt. Der Netzausbaubedarf würde sich kaum reduzieren, oder zumindest weit weniger als politisch beabsichtigt.
- *3% Ertragsverlust pro Netzregion:* Das vorgesehene Limit des Ertragsverlustes gilt für eine durch den Netzbetreiber bestimmte Region als Ganzes⁹. Der Netzbetreiber kann dadurch Anlagen in der operativen Umsetzung weitgehend selektiv abregeln und somit in der Planung den maximal erreichbaren Nutzen einer Ertragsminderung für die Entlastung der Netzbetriebsmittel berücksichtigen. Möglicherweise müssen dadurch einzelne Projekte einen überproportionalen Anteil der Abregelung erbringen und physikalische Ertragseinbußen von weit über 3% verzeichnen. Dieses Vorgehen entspricht der aktuellen Praxis einzelner Netzbetreiber, die für das EinsMan die für die jeweilige Situation geeignetsten Anlagen selektiv heranziehen. **Der Ertragsausfall einzelner Anlagen kann dabei deutlich mehr als 10% des potenziellen Jahresertrags betragen. An dieser Stelle ist die Zusicherung der Entschädigung offenkundig entscheidend für die Durchsetzbarkeit, da andernfalls die Diskriminierungsfreiheit der betroffenen Betreiber nicht mehr gegeben wäre.**

⁸ Gemäß dem im EEG verwendeten Anlagenbegriff ist ein Solar- oder Windpark als Ganzes gemeint und der Ertrag am Netzverküpfungspunkt relevant für die Betrachtung.

⁹ Die Schlussfolgerungen der BMWi Verteilernetzstudie basieren auf dieser Annahme.

In der praktischen Umsetzung ist eine Auslegung der Netzbetriebsmittel, die der vorgegebenen Zielstellung entspricht, für den Netzbetreiber eine neue Herausforderung. Der damit verbundene Anspruch wird vor allem davon abhängen, welche Umsetzungsvorschriften für den Vorschlag im Rahmen der weiteren Ausarbeitung formuliert werden. Im einfachsten Fall werden die tolerierten jährlichen Ertragsverluste mit Hilfe von Faustregeln in pauschale Abschläge auf die Nennleistung von Wind- und Solaranlagen übersetzt und anschließend in entsprechende Auslegungsregeln für die Netzbetriebsmittel eingebracht. Dieses Vorgehen hat sich bei der gültigen Vorschrift zur 70% Leistungskappung für PV Anlagen unter 30kW etabliert. Die Übertragbarkeit auf Windanlagen muss überprüft werden, da nicht die Netzanschlüsse auf Mittelspannungsebene - wie bei den vorgenannten PV Anlagen – sondern auf Hoch- und Höchstspannungsebene erstellt werden. Hier gelten andere Planungsinstrumente als auf der Mittelspannungsebene. Der operationelle Netzbetrieb erfolgt anschließend nach ähnlichen Gesichtspunkten wie gegenwärtig und zielt auf eine maximale EE- Einspeisung ab. Die im Betrieb tatsächlich anfallenden Ertragsverluste können bei einem derartigen pauschalen Ansatz wegen der Vereinfachungen und Unsicherheiten deutlich von den 3% abweichen.

Abschätzung der Ertragsausfälle

Eine detailliertere Abschätzung und Berücksichtigung der zu erwartenden Ertragsausfälle in der Auslegung der Netzbetriebsmittel setzt eine Reihe von Daten und Informationen voraus, die dem Netzbetreiber in der Regel nicht unmittelbar zur Verfügung stehen oder nicht in den Bereich seiner Kernexpertise fallen. Teils verändern auch weitere technische Entwicklungen die Daten über die Zeit (Leistungskennlinien), so dass nicht uneingeschränkt auf erworbene Erfahrungswerte zurückgegriffen werden kann. Selbst Projektierer können die auslegungsrelevanten Parameter (Jahresertrag, Leistungsdauerkennlinie) nur mit Unsicherheiten abschätzen. Das Niveau der Abweichungen kann durchaus über 3% des Jahresertrags liegen. Entsprechende Berechnungen setzen Kompetenzen und Hilfsmittel voraus, die zumindest bei kleinen Netzbetreibern nicht als gegeben vorausgesetzt werden können. Dabei ist das Fehlerrisiko durch die technischen Restriktionen asymmetrisch: Hat ein Netzbetreiber die Betriebsmittel weiter ausgelegt als es nach dem Vorschlag möglich wäre, hat das geringfügig höhere Kapitallasten zur Folge. Ob ihm diese im Rahmen der Anreizregulierung zur Last gelegt werden, bleibt abzuwarten. Hat ein Netzbetreiber die Betriebsmittel jedoch in Überschätzung der Einspareffekte zu knapp ausgelegt, wird sich das unweigerlich und unmittelbar in einem intensivierten Einspeisemanagement niederschlagen.

Angesichts dieser Komplexität ist es denkbar, dass von der im Grünbuch angekündigten planerischen Freiheit vorrangig von den größeren (Flächen-) Netzbetreibern Gebrauch gemacht wird.

Weiterhin verringert die planerische Freiheit durch den 3%-Ansatz nicht unmittelbar die exemplarisch in Abbildung 3 beschriebenen Unsicherheiten für den Netzbetreiber und Projektierer hinsichtlich der Frage, wann und im welchen Umfang die Deckungslücken zwischen der EE-Erzeugung und den Netzkapazitäten auftreten.

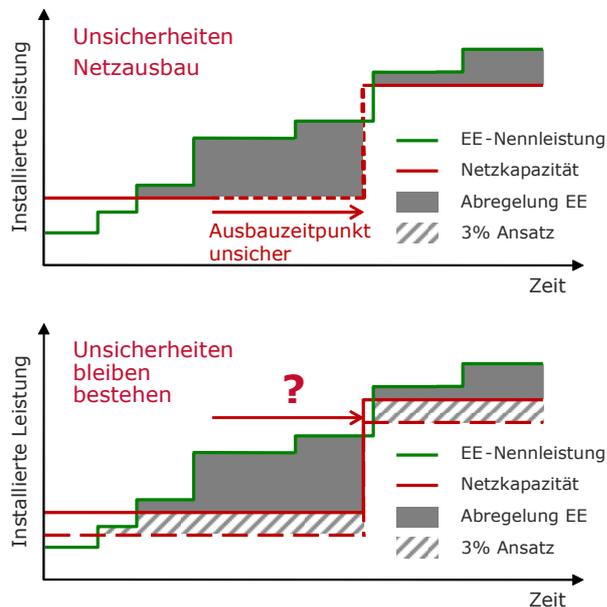


Abbildung 3 Veranschaulichung der Auswirkungen des 3%-Ansatzes auf die verbleibenden Unsicherheiten für einen Projektierer hinsichtlich der Belastung vom Einspeisemanagement, Quelle: Ecofys Eigene Darstellung

Verzögerungen und Nachjustierung

In Netzregionen, in denen der EE- Ausbau noch fortschreitet, eröffnet der 3%-Ansatz Raum für eine *Verzögerung* von Investitionen, jedoch nicht unbedingt eine gleichermaßen relevante Reduktion des Netzausbauvolumens. Da – zumindest bei Kabelnetzen – die Initialkosten für Bauwerke und Grabenarbeiten einen beträchtlichen Teil der Gesamtkosten ausmachen, kann ein inkrementeller Ausbau der Kapazitäten gegenüber vorausschauenden und strategischen Netzerweiterungen sogar höhere Gesamtkosten nach sich ziehen.

Auch eine Nachjustierung des Netzausbaubedarfs ist unter Berücksichtigung des 3%-Ansatzes schwierig. Sollte über vereinzelte Jahre das Volumen für die tolerierten Ertragsverluste geringfügig überschritten sein, liegt es nahe, eine Netzausbaumaßnahme zu fordern. Diese kann aber im Sinne der Regelung durchaus als unverhältnismäßig interpretiert werden, wenn weitere konkrete Projekte in der betroffenen Netzregion nicht in Sicht sind.

Bereits unter der langjährig geltenden EEG- Regelung mit ihrer Verpflichtung zum *unmittelbaren* Netzausbau werden regional sehr unterschiedliche Energiemengen abgeregelt. Während sie im deutschlandweiten Durchschnitt ca. 1% der aus Windenergie erzeugten Energiemengen betragen¹⁰, erreichen die Ertragsverluste in den Regionen, auf die sich die Maßnahmen konzentrieren, auch heute vereinzelt Niveaus im unteren zweistelligen Prozentbereich. Eine *Verzögerung* des Netzausbaus, wie sie der im Grünbuch beschriebene Vorschlag anregt, würde das

¹⁰ Basierend auf Werten der BNetzA (2014) für 2013

Einsenkungsvolumen insgesamt vergrößern. Im ungünstigen Falle würde sich die Zahl der zeitweiligen ‚Problemregionen‘ erhöhen, weil der Netzausbau später angegangen wird. Es bleibt deshalb abzuwarten, ob in der Praxis die gewünschten Effizienzgewinne zu verzeichnen sind, oder ob es nicht zu einer überproportionalen Zunahme der durch Netzengpässe bedingten Einbußen kommt.

Erhöhte EE- Ertragsausfälle infolge eines verzögerten Netzausbaus wären schwer zu rechtfertigen. Deshalb erscheint der Planungsansatz nur zielführend in Regionen, in denen eine konsolidierte mittel- bis langfristige Prognose zum EE- Zubau erstellt wurde bzw. mit einiger Sicherheit eine Sättigung der installierten Erzeugungsleistung absehbar ist.

Unterjährige Bewirtschaftung, Volumenabrechnung

Abhängig davon, wie die Umsetzung des Vorschlags überprüft und kontrolliert wird, bzw. wie eine minimale Abweichung vom vorgegebenen Grenzwert angereizt wird, steht der Netzbetreiber vor verschiedenen Fragen. Muss der tolerierte Ertragsverlust im Jahresverlauf bewirtschaftet werden, wie ein Budget? Welche Volumina sind den einzelnen Monaten angesichts der saisonalen Schwankungen der Einspeisung zuzuweisen? Welche Zielkonflikte entstehen, wenn sich vor Jahresende andeutet, dass die 3% Marke angesichts der bisher erforderlichen Maßnahmen nicht gehalten werden kann? Wie werden in einem solchen Stadium z.B. Leistungseinsenkungen auf Einspeisepunkte verteilt, die in unterschiedlichem Maße zur Behebung von Netzengpässen beitragen?

Projektplanung und -bewirtschaftung

Solange die Ertragsverluste finanziell kompensiert werden, sind die Auswirkungen auf die Planung und Umsetzung von Projekten als begrenzt anzusehen. Da die Ertragsausfälle vereinzelt 3% deutlich übersteigen können, kann es für den Betreiber allerdings u.U. schwierig werden, die Betriebsweise der Erzeugungsanlage in der Öffentlichkeit zu rechtfertigen. Sollte die Kompensation zur Diskussion gestellt werden, hat dies unweigerlich massive Folgen für den weiteren EE- Ausbau (siehe dazu Abschnitt 5.2)

Für den Direktvermarkter würde der Anstieg an Maßnahmen zur Abregelung von Erzeugungsanlagen unmittelbar eine deutliche Zunahme an Markteingriffen und derzeit nicht kompensierten Folgekosten für Ausgleichsenergie bewirken.

Sonstige Auswirkungen

Derzeit führt die Abregelung von EE-Anlagen stets zu einer Abweichung der Systembilanz, da Einspeisemanagement-Maßnahmen im Gegensatz zu Marktmaßnahmen, wie dem Redispatch, energetisch und bilanziell nicht neutral umgesetzt werden. Zum Ausgleich der Systembilanz rufen die Übertragungsnetzbetreiber Regelenergie ab. Im derzeitigen regulatorischen Rahmen würde die durch den 3%-Ansatz zu erwartende Zunahme an EinsMan-Maßnahmen somit zu einem erhöhten Bedarf an Regelenergie führen. Welche konkreten Planungs- und Koordinierungsprozesse beim Netzbetreiber im Rahmen der Systemführung hierfür notwendig sind, ist derzeit noch ungeklärt.

b) Ansätze mit impliziten Auswirkungen

Das EEG in seiner aktuellen Fassung verpflichtet den Netzbetreiber nach wie vor dazu, sein Netz auszubauen, falls die Betriebsmittel eine uneingeschränkte Aufnahme und Weiterleitung des erneuerbaren Stroms nicht zulassen.

Im Vorfeld der EEG Novelle wurden eine Reihe von Vorschlägen für eine mehr oder weniger weitreichende Aussetzung der Härtefallregelung eingebracht. So wurde vorgeschlagen, **den Anspruch auf eine Entschädigungszahlung für solche Projekte zu suspendieren, die in bereits ausgewiesenen Netzengpassregionen entwickelt werden**. Die ausdrücklich beabsichtigte räumliche Steuerungswirkung sollte neue Projekte gezielt in Regionen mit ausreichenden Netzkapazitäten drängen und damit helfen, den erforderlichen Netzausbau zu dämpfen und zugleich eine exzessive Zunahme der Ertragsverluste vermeiden.

Die Vorschläge waren eher konzeptioneller Art und Fragen der konkreten Implementierung blieben weitgehend offen. Dennoch lassen sich einige allgemeine, mit den Ansätzen verknüpfte Konsequenzen ableiten.

Projekte in ausgewiesenen Engpassregionen würden unter derartigen Rahmenbedingungen mit hoher Wahrscheinlichkeit tatsächlich nicht vorangetrieben. Ob Entwickler auf ertragsärmere Standorte mit besserer Netzanbindung ausweichen, hängt in erster Linie davon ab, ob Projekte an diesen Standorten wirtschaftlich betreibbar wären. Die Regelung zieht also entweder eine verzögerte Degression der EEG Vergütung oder eine Reduktion des EE- Zubaus nach sich. Umgekehrt birgt der Vorschlag das potentielle Dilemma in sich, dass der tatsächliche Netzausbaubedarf unsichtbar wird, weil in den ausgewiesenen Netzengpassregionen infolge der Projektrisiken keine neuen Netzanschlussbegehren gestellt werden. Diese Verzerrung der Daten könnte zu einer Stagnation führen. Da häufig die Netzengpassregionen in windhöffigen Gebieten liegen, wird der von der Bunderegierung geplante Zugewinn an EE-Potential somit direkt behindert.

Die Abgrenzung von Engpassregionen ist zumindest in vermascht betriebenen 110 kV Netzen nicht trivial. Die komplexen Lastflüsse haben ebenso wie Netzausbaumaßnahmen räumlich ausgedehnte Wirkungen.

An dieser Stelle könnte als alternatives Steuerungsinstrument auch erwogen werden, den Anlagenerrichter stärker an den Netzausbaumaßnahmen und –kosten zu beteiligen. Dies entspricht dem im angelsächsischen Raum üblichen Ansatz. Dem stehen allerdings zwei gewichtige Argumente entgegen:

- Die Netznutzungsentgelte in Deutschland – und weiten Teilen des kontinentaleuropäischen Systemverbunds – beinhalten keine separaten finanziellen Beiträge der Einspeisenden. Die (Wieder-) Einführung einer solchen G- Komponente (G von engl.: generation) käme einem Paradigmenwechsel, mit umfassenden Konsequenzen gleich. Sie würde unvermeidlich auch bestehende Anlagen und den gesamten Kraftwerkspark betreffen.
- In der Praxis verursacht in Deutschland eher die Planungsdauer als die Finanzierung des Netzausbaus Diskrepanzen zwischen Einspeisungsleistung und Übertragungskapazitäten. Die Effektivität einer finanziellen Beteiligung der Einspeisewilligen zur Lösung des eigentlichen Problems ist damit äußerst fraglich.

Lösungsansätze des BWE

Der 3%-Ansatz, der im Grünbuch der Bundesregierung angedeutet wird, ist gegenwärtig als richtungsweisend für die Weiterentwicklung des regulären EinsMan gemäß §14 EEG (2012) anzusehen. Der BWE teilt die Ansicht des BMWi, dass der Verzicht der Einspeisung des letzten Kilowatts den Netzausbau deutlich entlasten kann. Der bisherige Vorschlag lässt jedoch noch viele Fragen offen, die beantwortet werden müssen, bevor der Vorschlag als solcher umfänglich bewertet werden kann. Einige allgemeine Aussagen sind bereits jetzt möglich.

Eine Überprüfung der korrekten Planung durch den Netzbetreiber entsprechend der Vorgabe (maximal 3% Verlust des jährlichen Ertrages) durch Mess- und Zählwerte dürfte angesichts der jährlichen Ertragsschwankungen unmöglich sein. Die Anwendung setzt deshalb die Definition einer allgemein anerkannten, transparenten Planungsmethodik voraus. Diese sollte vorzugsweise einfach sein.

Der Ansatz verspricht Effizienzpotenziale in erster Linie in Regionen, in denen eine Sättigung des EE-Ausbaus im Rahmen der Planung absehbar ist. In anderen Fällen ist er nur bedingt geeignet, die Netzausbaukosten und Planungsunsicherheiten der Netzbetreiber zu reduzieren.

Der Ansatz entfaltet nur dann die beabsichtigte Wirkung, wenn grundsätzlich alle dezentralen Einspeiser in die Zuweisung der Abregelungsmaßnahmen einbezogen werden können, einschließlich bereits vorhandener Bestandsanlagen. Die überproportionale Abregelung einzelner Anlagen führt zwar zu deutlich höheren Ertragsverlusten bei den betroffenen Anlagen, aber zur Minimierung der Gesamt-Ausfallarbeit beim Netzbetreiber. In Einzelfällen können für dezentrale Einspeiser die physikalischen Ertragsverluste gegenüber der heutigen Praxis weiter steigen und damit deutlich über dem heutigen Niveau liegen. Die mit dem 3%-Ansatz einhergehende Verringerung der freien Netzkapazitäten bedingt einen erhöhten Bedarf an korrektiven Maßnahmen seitens der Netzbetreiber zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Im Grünbuch wird der 3%-Ansatz als Handlungsoption für den Netzbetreiber eingeführt. Die Formulierung deutet nicht darauf hin, dass der Netzbetreiber unter allen Umständen verpflichtet ist, die Netzplanung gemäß dieser Vorgabe zu betreiben. **Diese Wahlfreiheit erscheint sinnvoll und sollte bei der Ausgestaltung gewahrt bleiben.**

5.2 Netze sicher betreiben

Der BWE begrüßt die nächsten Schritte:

- Novellierung der Reservekraftwerksverordnung oder Ersatz durch eine regional differenzierte Kapazitätsreserve (siehe Kapitel 9 Grünbuch)
- Prüfung der Aktivierbarkeit von Netzersatzanlagen, um den Netzreservebedarf zu verringern

Der BWE teilt die Analyse des BMWi, dass „Entschädigungen für Erzeugungsmanagement [] negative Auswirkungen der Netzengpässe auf den Strommarkt“ vermeiden [S. 29] und dass „ohne Kompensation [] Investoren das Risiko für Abschaltungen tragen“ würden.

Der BWE begrüßt, dass „an einer vollständigen Kompensation aller Anlagenbetreiber festgehalten werden“ soll [S. 27]. Das ist aus Sicht des BWE der entscheidende Faktor bei der Ausgestaltung einer Regelung, die es ermöglicht, die Abregelung eines bestimmten Prozentsatzes in der Netzplanung zu berücksichtigen. Denn nur so wäre die Abregelung praktisch umsetzbar, weshalb sich auch die Netzbetreiber in unterschiedlichen Zusammenhängen dafür ausgesprochen haben. Netzbetreiber wollen die Anlagen abregeln, die am effizientesten für den Netzengpass sind (räumliche Nähe zum Netzengpass, ausreichende Kapazität etc.). Das wäre unter der Maßgabe des Gleichbehandlungsgrundsatzes und der Diskriminierungsfreiheit nicht möglich und würde zudem höheren administrativen Aufwand nach sich ziehen (Bestimmung der abzuregelnden Energie aus Netzsicht verknüpft mit der Prüfung, wieviel die Anlage schon abgeregelt wurde und ob nun eine andere Anlage abgeregelt werden muss).

Eine vollständige Kompensation ist aus verschiedenen im Folgenden dargestellten Gründen zwingend notwendig.

Härtefallregelung gemäß EEG (2014) ¹¹

Wie in den vorangegangenen Fassungen des EEG legt die existierende Regelung (§15 EEG 2014 Härtefallregelung) fest, dass die durch Abregelungen seitens des Netzbetreibers bedingten Ertragsausfälle weitestgehend entschädigt werden. Der Betreiber trägt höchstens 5% der entgangenen Einnahmen infolge einer Maßnahme. Im Laufe eines Jahres wird der kumulative Verlust durch das Gesetz auf maximal 1% der erzielten Einnahmen begrenzt. Dies gilt für jedes einzelne Projekt, unabhängig von der Intensität der erforderlichen Abregelungen. Die Entschädigung erfolgt über die Netznutzungsentgelte und wird damit durch die Netznutzer im jeweiligen Netzgebiet getragen. Insofern wird die finanzielle Belastung über die Netzwirtschaft sozialisiert.

Im Rahmen der Finanzierung neuer Projekte wird das bisher auf 1% begrenzte Ertragsausfallrisiko durch die Banken praktisch nicht separat berücksichtigt. Es wird als nicht bestimmender Teil der gesamten Ertragsunsicherheiten angesehen. Damit sind potenzielle Ertragseinschränkungen, die in den Wirkungsbereich des §15 EEG (2014) fallen, unerheblich für die wirtschaftliche Planung neuer Projekte. Das gilt sowohl für die bisher üblichen operativen Maßnahmen als auch für solche, die künftig infolge einer bewussten Beschränkung der Netzkapazitäten im Sinne des im Grünbuch formulierten Ansatzes erfolgen.

Eine Erhöhung der Beteiligung der Betreiber an den Ausfällen, z.B. auf 3%, würden die Finanzierer nach Aussage von Branchenvertretern nicht mittragen. Sie würde zu einer Anpassung der Risikoabschläge führen. Im Endeffekt käme dies einer Erhöhung der geforderten Eigenkapitalquote gleich. Das erhöhte Ertragsausfallrisiko würde also vollständig und bereits in der Finanzierungsphase

¹¹ Abschnitt (bis zum Ende von Kap. 5.2) basiert auf einem Projektbericht von Ecofys (Weiterentwicklung des Einspeise-Managements - Bewertung von Ansätzen, 2015)

bei dem Entwickler verbleiben. Insofern würde eine derartige Änderung die Finanzierung von Projekten teurer machen und die anzusetzende Rendite eins zu eins mit dem nicht gedeckten Ertragsausfallrisiko mindern. Für mäßig wirtschaftliche Standorte bedeutet das nicht zuletzt, dass die Umsetzung des Vorhabens u.U. nicht mehr darstellbar wäre, selbst wenn eine Abregelung in dem kalkulierten Umfang später nicht stattfände.

Eine Änderung der Härtefallregelung hätte somit vermutlich Auswirkungen auf die Dynamik des weiteren Zubaus.

An dieser Stelle wäre es entscheidend, wie eine Änderung der Härtefallregelung ausgestaltet würde. Sollten die nicht entschädigten Ertragsausfälle pauschal erhöht werden, träfe das Risiko alle Projekte, die unter die Neuregelung fallen, gleichermaßen (abhängig von Gewährung von Bestandsschutz nur der Zubau oder aber auch bereits bestehende Projekte). Die Wahrscheinlichkeit von Abregelungen an einem Standort ist angesichts der langen Projektlebensdauer im Entwicklungsstadium nicht mit Sicherheit einzuschätzen. Es ist naheliegend, dass das Risiko auch für Standorte angesetzt würde, die zum Zeitpunkt der Planung nicht unmittelbar oder absehbar von Netzengpässen betroffen sind. Dieser Umstand betraf in der Vergangenheit schon zahlreiche Projekte, die seit Jahren in Betrieb sind und bis vor kurzem nicht von Abregelungen betroffen waren. Demzufolge ist anzunehmen, dass die beschriebenen Konsequenzen auch für Standorte gälten, die aus netztechnischer Sicht eher als vorteilhaft zu betrachten sind, z.B. im Süden Deutschlands. Eine Belastung solcher Regionen steht den politischen Zielstellungen offenkundig entgegen und würde sich völlig loslösen vom Verursacherprinzip.

Eine Erhöhung des nicht entschädigten Ertragsausfalls könnte im Bereich der Projektentwicklung nicht zuletzt eine Marktkonzentration stimulieren, da die geforderte höhere Eigenkapitalquote tendenziell durch größere, finanziell besser ausgestattete Unternehmen leichter aufzubringen ist.

Vergütungs- und Entschädigungsregelungen außerhalb des EEG (2014)

Häufigkeit und Umfang von Maßnahmen, die in die EE-Erzeugung eingreifen, jedoch nicht eindeutig unter §14 EEG (2014) fallen, werden voraussichtlich zunehmen¹². Einerseits zählen dazu Maßnahmen, die mit einiger Bestimmtheit dem Geltungsbereich von §13.2 EnWG zuzurechnen sind. Hierzu gehören z.B. EE-Abregelungen, die durch die Übertragungsnetzbetreiber zur Wahrung der Systembilanz oder der Steuerbarkeit der Erzeugung in der Regelzone veranlasst werden. Andererseits wurde aufgezeigt, dass zu einer Reihe von Maßnahmen noch Klärungsbedarf hinsichtlich der rechtlichen Zuordnung besteht und dass in diesen Fällen nicht mit Sicherheit davon auszugehen ist, dass die Härtefallregelung des EEG auf sie zutrifft. Hier sind exemplarisch Rampenbegrenzungen der fluktuierenden Einspeisung oder Einschränkungen durch zeitweilige Netzengpässe infolge von Wartungs- und oder Netzausbauarbeiten des Netzbetreibers zu nennen.

Sofern die Härtefallregelung nicht anwendbar ist, besteht seitens der individuellen Projekte kein Vergütungsanspruch für die entstandenen Ertragsausfälle. Bislang werden derartige Risiken angesichts ihrer Geringfügigkeit in der Regel in der Planung weder durch Projektierer noch durch

¹² Siehe Kapitel 2.3 in Ecofys, 2015.

Finanzierer explizit berücksichtigt. Bei einer spürbaren Zunahme derartiger Effekte ist allerdings davon auszugehen, dass die Akteure ihr Vorgehen den geänderten Umständen anpassen und sich die Finanzierung entsprechend verteuert.

Die genannten Beispiele sind nicht standortspezifisch, bzw. kaum standortspezifisch abschätzbar. Damit wären auch in diesen Fällen generelle und pauschale Risikoabschläge für neue Projekte die naheliegende Folge – mit den bereits im vorangegangenen Abschnitt beschriebenen Konsequenzen.

Weiterhin fallen derzeit die Folgekosten für Ausgleichsenergie beim Direktvermarkter aufgrund der Zwangsmaßnahme des Netzbetreibers nicht unter die Härtefallregelung. Eine vom Netzbetreiber induzierte Anpassung der lokalen Erzeugung führt in der Regel zu einer Prognoseabweichung, die vom Bilanzkreisverantwortlichen nicht unmittelbar beeinflusst werden kann. Obwohl die Ursache bei der Einspeisemanagement-Maßnahme liegt, sind die Kosten für Ausgleichsenergie vom Direktvermarkter zu tragen. Eine valide Quantifizierung der Wirkung der Einspeisemanagement-Maßnahme auf die Höhe der Prognoseabweichung und somit den anteiligen Umfang an den Kosten für die Ausgleichsenergie ist derzeit nicht darstellbar.

Allokation entstehender Ertragseinbußen – Optionen und Implikationen

Grundsätzlich muss unterschieden werden zwischen Kosten, die sozialisiert werden und solchen, die die Betroffenen selbst tragen müssen.

- Zur ersten Gruppe gehören bislang die physikalischen Ertragseinbußen der Betreiber, soweit sie unter §14 EEG (2014) oder aber §13.2 EnWG im Zusammenhang mit §14 EEG (2014) fallen. Die entstehenden finanziellen Lasten werden über die Netznutzungsentgelte sozialisiert. Auch bei Änderung der technischen Verfahrensweisen in der Anwendung von Maßnahmen zum EinsMan oder ähnlichen Leistungsabregelungen kann an diesem Grundsatz festgehalten werden. Der Vorschlag im Grünbuch legt diese Sichtweise nahe.
- Zur zweiten Gruppe gehören z.B. die Ertragseinbußen, die aus der Anwendung von §13.2 EnWG erwachsen. Sie verbleiben unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen beim Anlagenbetreiber.

Für die Sozialisierung der finanziellen Belastung bieten sich verschiedene Alternativen. Politisch sind nur wenige Optionen gewollt bzw. durchsetzbar. Anzuführen sind hier:

- **Wälzung auf die Netznutzer**
Bislang tragen die Netznutzer des jeweiligen Netzbetreibers, in dessen Netzgebiet die Ursache für die Maßnahme liegt, die Lasten der Härtefallregelung. Da die Netznutzungsentgelte in Deutschland auf die bezogene Energie (kWh) umgerechnet werden, tragen die Netzkunden die Belastung entsprechend ihrem Energieverbrauch. Die Abwicklung über den betroffenen Netzbetreiber führt zu regional unterschiedlichen Belastungen. Allerdings sind diese in den Netznutzungsentgelten nicht separat ausgewiesen. Ein strenger kausaler Zusammenhang zwischen der Intensität von Maßnahmen des Einspeisemanagements und der Höhe der Netznutzungsentgelte ist empirisch nicht belegbar.

Es ist vorstellbar, die Kostenzuweisung dahingehend zu ändern, dass die Lasten – auch wenn sie durch Restriktionen auf der Verteilnetzebene begründet sind – regelzonen- oder deutschlandweit über alle Netznutzer gleichermaßen verteilt werden. Es ist allerdings fraglich, ob die vergleichsweise moderaten Einsparpotenziale für die gegenwärtig betroffenen Netznutzer den damit verbundenen administrativen Aufwand rechtfertigen.

- **Integration in die EEG Umlage**

Die bestehende Vergütungssystematik legt die Verrechnung der nicht eingespeisten Energie über die EEG Umlage nahe. Dies hätte implizit zur Folge, dass die Stromkunden deutschlandweit die Lasten mittragen. Eine derartige Änderung würde die EEG Umlage zwar nur vernachlässigbar erhöhen. Vorbehalte grundsätzlicher Art seitens der Politik lassen es allerdings unwahrscheinlich erscheinen, dass ein derartiger Ansatz in naher Zukunft implementiert wird.

Sollte von einer Sozialisierung der Lasten abgerückt werden, ergeben sich grundsätzlich zwei Möglichkeiten:

Die Kosten verbleiben beim Netzbetreiber, in dessen Versorgungsgebiet die Ursache für die Maßnahme liegt und werden durch die Bundesnetzagentur als nicht anrechenbare Kosten qualifiziert.

Eine solche Praxis käme einer pauschalen Ausweitung der jetzt gültigen Regelung gleich, bei der der Netzbetreiber bei schuldhaften Versäumnissen des Netzausbaus die Kosten nicht mehr umlegen darf.

Einerseits ergibt sich daraus ein unmittelbarer Anreiz für den Netzbetreiber, die Ertragsverluste durch technische Maßnahmen und ggf. Investitionen zu minimieren. Andererseits entstehen den betroffenen Netzbetreibern, die mit einem schnell fortschreitenden EE- Ausbau konfrontiert werden, unverhältnismäßige und nur bedingt beeinflussbare Belastungen. Sofern kein schuldhaftes Versäumnis vorliegt, ist eine Durchsetzbarkeit derartiger Kostenzuweisungen im geltenden Rechtsrahmen fraglich.

Die Kosten verbleiben beim Anlagenbetreiber.

Der Anlagenbetreiber trägt damit das volle Risiko hinsichtlich der Ertragsverluste. Die Folgen für die Wirtschaftlichkeit bestehender und künftiger Projekte wären gravierend. **Es ist davon auszugehen, dass der weitere Zubau unter solchen Rahmenbedingungen einschneidend gebremst wird.**

In diesem Falle wäre es auch unvermeidlich, die technischen Erfordernisse in den regulativen Vorgaben detailliert mit abzubilden. Da die Abregelung aus netztechnischen Gründen ungleich verteilt wird ergibt sich andernfalls unweigerlich ein gewisses Diskriminierungspotenzial.

Es ist davon auszugehen, dass für bestehende Projekte ohnehin ein Bestandsschutz gilt und die Lasten sich auf die neuen Projekte konzentrieren würden. Selbst dann bleibt zu klären, welches Prinzip bei der Lastenzuweisung angewandt wird. Naheliegend wäre das Windhundprinzip („den Letzten beißen die Hunde“). Dieses würde allerdings dazu führen, dass ab einem gewissen (wahrgenommenen) Risikoniveau faktisch keine neuen Projekte gebaut werden können. Das Verursacherprinzip (wer trägt am meisten zu Netzengpässen bei?) ist angesichts der beschriebenen

komplexen Wechselwirkungen in der Praxis nicht anwendbar. Es scheint also schwierig, einen begründbaren Allokationsmechanismus zu finden, der nicht zugleich die weitere EE- Entwicklung vollständig blockiert.

All diese Faktoren führen dazu, dass ein derartiger Ansatz als wenig zielführend und kaum durchsetzbar angesehen werden muss.

Für beide Ansätze lassen sich noch Varianten finden, die eine Risikospreizung und Lastenverteilung versprechen. Denkbar wäre die Schaffung eines brancheninternen Umlagefonds seitens der Netzbetreiber, bzw. der Anlagenbetreiber. Über einen derartigen Fonds könnten überdurchschnittliche Belastungen einzelner abgefedert werden. Ein solches Konzept kann allerdings nicht verordnet werden und entspricht damit einer freiwilligen Solidargemeinschaft. Ob solche Konzepte realistisch sind, scheint fraglich und es wäre unangemessen, sie bei der Ausgestaltung des rechtlichen Rahmens vorauszusetzen.

Lösungsansätze des BWE:

Der Vorschlag, 3 % Spitzenkappung in der Netzplanung zu berücksichtigen, ist nur durchsetzbar, wenn die heutige Härtefallregelung gemäß §15 EEG (2014) bestehen bleibt. Andernfalls ist eine Diskriminierungsfreiheit der betroffenen Projekte in der Umsetzung faktisch nicht zu sichern.

Der 3%-Ansatz lässt offen, wie mit Formen von Abregelungen durch Netzbetreiber künftig umzugehen ist, die nicht unter §14 EEG (2014) fallen. Es ist teils unklar, ob die Ertragsverluste entschädigungsfähig sind. Diese Fragen bedürfen angesichts des tendenziell zunehmenden Umfangs weiterhin der Klärung, ggf. in separaten regulativen Vorgaben.

Eine räumliche und zeitliche Abgrenzung dieser Formen der Abregelung ist nicht immer zweifelsfrei möglich. Eine Zunahme entsprechender Maßnahmen beeinflusst potenziell die Dynamik des weiteren EE- Zubaus.

Die weitere Ausgestaltung des 3%-Ansatzes sollte angesichts der massiven Betroffenheit von Netzbetreibern und Projektentwicklern begleitet werden durch intensive Industriekonsultationen und Anhörungen.

Bei der weiteren Ausgestaltung des regulativen Rahmens sollte auch den Abregelungserfordernissen, die nicht unter §14 EEG (2014) fallen, Aufmerksamkeit geschenkt werden. Ein konsistenter Abgleich der Instrumente und Vorgaben für die Kostenallokation wäre hilfreich für die mittel- und langfristige Planung und Risikobeherrschung, sowohl seitens der Netzbetreiber als auch der Projektentwickler.

5.3 Systemdienstleistungen mit weniger Mindestenergie bereitstellen

Das Grünbuch beschreibt die Herausforderungen treffend, allerdings fehlt der Hinweis der Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf. Die Erbringung von Systemdienstleistungen durch Erneuerbare Energien ist nicht nur notwendig für den Systemumbau, sondern kann auch dazu beitragen, den Netzausbaubedarf zu reduzieren. Denn fossile Kraftwerke, die Systemdienstleistungen bereitstellen, müssen mit einem erheblichen Anteil der Kapazität immer am Netz bleiben (Must-

Run), um diese im Bedarfsfall erbringen zu können. Dabei beanspruchen sie Netzkapazität, auch wenn gar keine Systemdienstleistungen benötigt werden.

Die nächsten Schritte sind sinnvoll:

- Kontinuierliche Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen im Rahmen der Plattform Energienetze und der Plattform Strommarkt
- Begleitung des von der Deutschen Energie-Agentur (dena) unter Stakeholderbeteiligung geführten Prozesses zur „Roadmap Systemdienstleistungen 2030“ (die Zusammensetzung der Plattform ist allerdings höchst fragwürdig, siehe Erläuterungen unten)
- Kontinuierliche Anpassung des regulatorischen Rahmens auf Basis der Ergebnisse der oben genannten Prozesse
- Begleitung des Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) bei der Umsetzung der europäischen Netzkodizes.
- Änderung der Systemstabilitätsverordnung, um die Systemgefährdung durch die Frequenzschutzeinstellungen dezentraler Erzeugungsanlagen zu beseitigen („49,5-Hertz Problem“)

Der bei der dena angesiedelte Prozess ist inhaltlich sinnvoll, konterkariert aber alle Bemühungen um Transparenz und faire Stakeholderbeteiligung. Denn die Zusammensetzung der Akteure basiert in erster Linie auf den finanziellen Beteiligungsmöglichkeiten der Stakeholder, damit sich die dena finanzieren kann. Das führt dazu, dass die EE- Branche nur mit einer Stimme vertreten ist, obwohl sie zukünftig einen wesentlichen Teil der Systemdienstleistungen bereitstellen soll.

Darüber hinaus haben wir folgende Empfehlungen und Lösungsansätze.

Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen

Für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des Energieversorgungsnetzes bedarf es der bereits erwähnten Systemdienstleistungen, um die Netzstabilität und Qualität der Stromversorgung sicherzustellen.

Zu den klassischen Systemdienstleistungen zählen Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau sowie System- und Betriebsführung (TC 2007, S. 49). Die Systemdienstleistungen werden von den Netzbetreibern quantifiziert, angefordert und von darauf spezialisierten Kraftwerksbetreibern bereitgestellt. Genau genommen sind es daher **Vorleistungen**, die von gewissen **Anlagenbetreibern** erbracht werden, damit die erforderlichen Systemdienstleistungen für das Energieversorgungsnetz beschafft werden können. Beispielsweise stellt die Vorhaltung von Regelleistung (Primär-, Sekundär- und Tertiärreserve) durch Erzeuger oder auch Verbraucher eine Vorleistung für die **Frequenzhaltung** dar. Für letztere sind die Übertragungsnetzbetreiber zuständig, denen die Systemverantwortung obliegt.

Während die Frequenz aus physikalischen Gründen eine „globale Größe“ im System darstellt, geschieht die Blindleistungsbereitstellung zur **Spannungshaltung** lokal. Blindleistung kann durch Erzeugungsanlagen bereitgestellt werden, aber ebenso netzseitig durch Kompensationsanlagen (z.B. fest eingebaute oder automatisch zugeschaltete Kondensatoren).

Zum **Versorgungswiederaufbau** gehören insbesondere der Inselnetzbetrieb sowie die Schwarzstartfähigkeit, d.h. dass ein Kraftwerk aus dem abgeschalteten Zustand ohne Hilfsenergie aus dem Netz wieder hochfahren kann. Dies ist nach einem Black Out zur Wiederherstellung der Stromversorgung von großer Bedeutung.

Herausforderung

Im historisch gewachsenen, konventionell geprägten Stromsystem wurden die sogenannten „Systemdienstleistungen“ von den Synchrongeneratoren des konventionellen Kraftwerksparks bereitgestellt. Beim Netzanschluss müssen die Erzeugungsanlagen technische Mindestanforderungen erfüllen, die von den jeweiligen Netzkodizes je nach Spannungsebene vorgegeben sind. So gilt z.B. aktuell für die Hoch- und Höchstspannung der Transmission Code, für die Mittelspannung die BDEW-Mittelspannungsrichtlinie inklusive ihrer aktuellen Ergänzung und für die Hochspannung die TAB Hochspannung (VDE-AR-N 4120).

Mit einem Anstieg an Erneuerbaren Energien im Stromsystem sind EE-Anlagen zu einer systemrelevanten Größe geworden. Dies bedeutet, dass die Erneuerbaren Energien zunehmend in Belange der Systemsicherheit einbezogen werden und einen Teil der Aufgaben der konventionellen Erzeuger langfristig übernehmen müssen. Ein Großteil der Erneuerbare Energie-Anlagen ist am Verteilnetz angeschlossen - und nicht, wie die Mehrzahl der konventionellen Kraftwerke - am Übertragungsnetz. Das kann daher auch bedeuten, dass immer mehr Systemdienstleistungen von Erneuerbare Energie-Anlagen dezentral bereitgestellt werden. Dadurch wird sich die Rolle der Verteilnetzbetreiber verändern, deren Aufgaben in einem zunehmend dezentralen System steigen. Errungenschaften der Leistungselektronik wie FACTS (Flexible-AC-Transmission-System) werden dazu führen, dass gewisse Systemdienstleistungen von beliebigen Playern - und nicht nur den Stromerzeugern - erbracht werden.

Dies wirft viele neue Fragen auf, etwa welche technischen Anforderungen für Erzeugungsanlagen verpflichtend sein sollen und für welche darüber hinausgehenden Leistungen neue „Systemdienstleistungs-Märkte“ geschaffen werden können.

Lösungsansätze des BWE

Der BWE betont die **Verantwortung der Windenergie** in einem System der zukünftigen regenerativen Energieversorgung. Bereits heute leistet die Windenergie einen wichtigen Beitrag zur Systemsicherheit. Seit April 2011 sind die Anforderungen der Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (SDLWindV) verpflichtend. Die SDLWindV wiederum verweist auf die relevanten Vorgaben des Transmission Code 2007 sowie der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie und ihrer Ergänzungen.

Zudem werden Altanlagen teilweise nachgerüstet, wofür ein spezieller SDL-Bonus für Altanlagen gezahlt wird. Außerdem wurden am 1. Januar 2015 technische Anschlussbedingungen für die Hochspannungsebene veröffentlicht¹³, und auf europäischer Ebene wurde von dem Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E der *Network Code on Requirements for Generators* (NCRfG) erarbeitet, der bald in die Komitologie gehen wird.

¹³ Vgl. VDE-AR-N 4120 Anwendungsregel:2015-01

Windenergieanlagen sind heute in der Lage, folgende **Systemdienstleistungen** bereitzustellen¹⁴:

- **Teilnahme am Einspeisemanagement:**
 - Datenaustausch mit Netzbetreibern.
 - Ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung.
- **Frequenzstützung:**
 - Verbleiben am Netz zwischen 47,5 Hz und 51,5 Hz.
 - Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz.
- **Dynamische Netzstützung/Durchfahren von Fehlern:**
 - Durchfahren von Spannungseinbrüchen.
 - Gleichzeitig Einspeisung von Blindstrom.
- **Statische Netzstützung:**
 - Bereitstellung von Blindleistung im stationären Betrieb sowie Bereitstellung verschiedener Regelungsmodi zur Nutzung der Blindleistung nach Vorgaben des Netzbetreibers.

Für die **Zukunft** ist es entscheidend, dass die Definition der technischen Mindestanforderungen die Schaffung von **Systemdienstleistungsmärkten** für Systemdienste, die über diese bestehenden Mindestanforderungen hinausgehen, offen lässt. Es ist volkswirtschaftlich nicht sinnvoll, für alle Erzeugungsanlagen sehr hohe technische Mindestanforderungen zu definieren (z.B. Blindleistungsbereitstellung unter gewissen Spannungsbedingungen), die nachher in bestimmten Netzregionen nie abgerufen werden, da sie dort lokal nicht eingesetzt werden können.

Eine transparente und für alle Stakeholder **nachvollziehbare Kosten-Nutzen-Analyse** für die Quantifizierung von **technischen Mindestanforderungen** ist von Nöten. Um die Bereitstellung von Systemdienstleistungen volkswirtschaftlich zu optimieren, ist zunächst eine **technologieoffene Definition** der Anforderungen erforderlich. Auf diese Weise können Systemdienstleistungen entweder von der Erzeugungseinheit bzw. -anlage erbracht werden – oder beispielsweise auch über FACTS oder gesteuerten Lasten von anderen Marktakteuren geliefert werden. Die Vergütung von Systemdienstleistungen durch die Schaffung neuer (Markt) Segmente öffnet gleichzeitig Anreize für Erneuerbare Energie-Erzeuger und neue SDL-Anbieter, durch die Erfüllung zusätzlicher Anforderungen im größeren Umfang einen Beitrag zur Netzstabilität zu leisten. Dabei ist es mindestens notwendig, zwischen gesamtsystemischen (überregionalen) SDL (z.B. frequenzstabilisierende Maßnahmen) und lokalen SDL (z.B. spannungsstabilisierende Maßnahmen) zu unterscheiden.

Grundsätzlich betont der BWE die Wichtigkeit eines verlässlichen Regelwerks und **die frühzeitige Antizipation von neuen erforderlichen technischen Anforderungen durch die Netzbetreiber**. Es führt zu großer Unsicherheit in der Windbranche, wenn ad hoc Anforderungen formuliert werden oder es schwer einzuordnen ist, welche Systemdienstleistungen in naher Zukunft aus Netzsicht kritisch erforderlich werden. Ferner benötigen technische Weiterentwicklungen Zeit, auch wenn sie zweifelsohne im Interesse des stabilen Netzbetriebs perspektivisch notwendig sind. Daher ist es

¹⁴ Die Vorgaben der Verpflichtung richten sich danach, ob es sich um Neu- oder Altanlagen handelt.

essentiell, den Dialog zwischen Netzbetreibern und der Windbranche zu intensivieren und die künftigen Anforderungen in einem fairen Verfahren unter Beteiligung der Stakeholder zu definieren. Die Überführung der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie in den VDE/FNN stellt einen wichtigen Schritt in diese Richtung dar.

Daraus resultieren folgende Handlungsempfehlungen des BWE:

- Der BWE spricht sich für die **Möglichkeit der Schaffung von Systemdienstleistungsmärkten** aus für Dienste, die über die technischen Mindestanforderungen hinausgehen.
- Die Quantifizierung der technischen Mindestanforderungen sollte über eine **Kosten-Nutzen-Analyse** geschehen, die transparent für alle Stakeholder nachzuvollziehen ist. Eine **technologieoffene Definition der Systemdienstleistungen** ist essentiell, damit auch Marktakteure über die Erzeuger hinaus diese erbringen und am Markt teilnehmen können.

Nächste Schritte sollten nach Ansicht des BWE sein:

- **Identifikation von netztechnischen Notwendigkeiten:**
Was benötigt das Netz wann, wo, wie?
 - ⇒ Wesentlich weiter und grundsätzlicher gefasst als SDL heute wegen des Umbaus hin zu mehr umrichterbasierter, dezentraler und volatiler Erzeugung.
- **Identifikation von potentiellen Erbringern dieser zukünftigen SDL:** Wer könnte es technisch? Welche technischen Entwicklungsrichtungen wären wünschenswert?
- **Zwingende Mindestanforderung versus Marktmechanismus:** Wie wäre der volkswirtschaftlich optimale Ansatz für die verschiedenen SDL?
- **Überarbeitung von technischen Mindestanforderungen** sowie Etablierung von Marktregeln für Erzeugungsanlagen und Lasten.

Der BWE hält es für essentiell, in den Dialog bei der Formulierung von technischen Anforderungen eingebunden zu sein, um den aktiven Beitrag der Windbranche zur Systemsicherheit weiter auszubauen. Mit seinem Arbeitskreis Netze bringt sich der BWE auf der fachlichen Ebene bereits konstruktiv und engagiert in die Diskussion ein. Die Erarbeitung eines Positionspapiers zu Systemdienstleistungen von Windenergieanlagen wird der nächste wichtige Baustein für die Identifizierung von Möglichkeiten heute und in der Zukunft sein.

6. Einheitliche Preiszone erhalten

6.2 Der Netzausbau ist die Voraussetzung für den Erhalt der einheitlichen Preiszone

Das Grünbuch betont richtigerweise die Bedeutung des Netzausbaus für den Erhalt einer einheitlichen Preiszone. Der BWE unterstützt deshalb auch den geplanten nächsten Schritt:

- Zügige Realisierung des Netzausbaus einschließlich des Ausbaus der Grenzkuppelstellen mit vorrangigem Bedarf (Energieleitungsausbaugesetz, Bundesbedarfsplangesetz)

7. Die europäische Kooperation intensivieren

Das Grünbuch liefert eine treffende Zustandsbeschreibung. Vier Aspekte sind aus unserer Sicht hervorzuheben. Der vorliegende Text beschreibt deutlich:

- das Potenzial des europäischen Binnenmarktes die gemeinsame Höchstlast in Europa zu senken
- den Anstieg der gesicherten Leistung durch Windenergieanlagen auf rund 14 % bei europäischer Betrachtung im Vergleich zu 7 % bei nationaler Betrachtung für Deutschland
- das Vorhandensein von Überkapazitäten in Deutschland (10 GW für 2014 bis 2017), im für Deutschland relevanten Strommarktgebiet (60 GW) und in Europa (100 GW)
- Die Vorteile und Notwendigkeit, Versorgungssicherheit nicht mehr rein national zu bewerten, sondern europäisch

Der BWE begrüßt folgende vorgeschlagenen nächsten Schritte:

- Enge Zusammenarbeit des BMWi beim Thema Versorgungssicherheit mit den Nachbarländern. Ziele der Initiative sind: eine gemeinsame Definition von Versorgungssicherheit (einheitliche Methodik und Kenngröße), die Erstellung eines gemeinsamen Versorgungssicherheitsberichtes mit einem länderübergreifenden Monitoring und möglichst eine gemeinsame Gewährleistung von Versorgungssicherheit.
- Unterstützung der Erarbeitung der Netzkodizes, z. B. im Rahmen von ENTSO-E und ACER Konsultationen
- Anpassung des nationalen Rechtsrahmens, um den deutschen Strommarkt weiter in den europäischen Strombinnenmarkt zu integrieren. Ein nächster Schritt ist die Umsetzung der Netzkodizes, z. B. durch Europäisierung der Intraday- und Regelenergiemärkte.

Wichtig ist, dass die beschriebenen Erkenntnisse auch zu den richtigen Konsequenzen führen. Denn alle Maßnahmen, die dazu beitragen, die Höchstlast zu senken bzw. die gesicherte Leistung aus Erneuerbaren Energien zu erhöhen, können zu einer Reduzierung der Vorhaltung fossiler Must-Run-Units führen. Das wiederum dient durch höhere Flexibilität dem Systemumbau und unterstützt die Einhaltung der Klimaschutzziele. Es ist daher wesentlich, diese Punkte in den genannten nächsten Schritten, zum Beispiel in der europäischen Definition von Versorgungssicherheit, in der Erarbeitung der Netzkodizes und in der Anpassung des nationalen Rechtsrahmens, explizit zu berücksichtigen.

8. Die Klimaschutzziele erreichen

Der BWE begrüßt die vorgeschlagenen Bausteine zur Erreichung der Klimaschutzziele:

- Reduktion der CO₂- Emissionen in der Stromerzeugung
- Reformation des Emissionshandelssystems

- Rolle von KWK beim Umbau des Kraftwerksparks

Es fehlt jedoch der Hinweis, dass Klimaschutz nur sektorenübergreifend funktionieren wird und es daher bei allen Maßnahmen darum gehen sollte, in welchem Bereich (Strom, Wärme, Transport) diese am klimaschonendsten eingesetzt werden kann (siehe dazu Grünbuch 4. 3, Beispiel 3 „Perspektivisch könnten die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr stärker gekoppelt werden“ S. 25).

Teil III Lösungsansätze für eine ausreichende, kosteneffiziente und umweltverträgliche Kapazitätsvorhaltung

9. Grundsatzentscheidung: Strommarkt 2.0 oder Kapazitätsmarkt

Der BWE schließt sich der Meinung der Gutachter an, die von Kapazitätsmärkten abraten. Unter den genannten Argumenten sind insbesondere die zu erwartenden Systemmehrkosten und die erhöhten CO₂-Emissionen hervorzuheben (9.2, S. 48 /49). Zudem ist die Flexibilisierung des Gesamtsystems und das Nutzen bzw. Erschließen der Flexibilitätsoptionen (Lastmanagement, etc.) entscheidend für den Systemumbau. Darauf hatte der BWE an verschiedenen Stellen bereits hingewiesen (siehe z.B. 3.1). Dem BWE scheint es daher geboten, bei der Grundsatzentscheidung die Ansätze dahingehend zu bewerten, ob sie das Erschließen von Flexibilitätsoptionen anreizen oder eher erschweren. Die Gutachter weisen beispielsweise darauf hin, dass die Befürworter von Kapazitätsmärkten davon ausgehen, dass Flexibilitätsoptionen nicht ausreichen oder nicht hinreichend im Strommarkt erschlossen werden können (9.1, S. 43). Diese Bewertung spricht aus Sicht des BWE gegen die Einführung von Kapazitätsmärkten.

10. Zusammenarbeit mit Nachbarländern

Der BWE begrüßt die geplante stärkere Zusammenarbeit mit den Nachbarländern. Der BWE unterstützt folgenden vorgeschlagenen nächsten Schritt:

- Enge Zusammenarbeit des BMWi beim Thema Versorgungssicherheit mit den Nachbarländern. Ziele der Initiative sind: eine gemeinsame Definition von Versorgungssicherheit (einheitliche Methodik und Kenngröße), die Erstellung eines gemeinsamen Versorgungssicherheitsberichtes mit einem länderübergreifenden Monitoring und möglichst eine gemeinsame Gewährleistung von Versorgungssicherheit.

Siehe dazu auch unsere Anmerkungen zu Kapitel 7.

11. Kapazitätsreserve zur Absicherung

Der BWE unterstützt folgenden geplanten nächsten Schritt:

- Implementierung einer Kapazitätsreserve unter Berücksichtigung der bereits bestehenden Netzreserve

Mit dem Grünbuch wurde bereits eine richtige Entscheidung getroffen. Sowohl in der Variante Strommarkt 2.0 als auch in der Variante Kapazitätsmarkt ist eine Kapazitätsreserve für den Übergangszeitraum vorgesehen. Damit greift das BMWi einen Vorschlag des BEE, des BMU und anderer Akteure aus dem Frühjahr 2013 auf (BMU et al., 2013, Dialogpapier „Strategische Reserve“). Somit findet das BMWi die richtige Antwort auf die Frage, ob ein weiterentwickelter Strommarkt in

der Übergangsphase, möglicherweise auch langfristig alleine in der Lage ist, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Im Übrigen verweisen wir auf die Stellungnahme des Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.

12. Weiteres Verfahren

Keine Anmerkungen.

Quellen

BMU et al. [BDEW, BEE, Consentec, Ecofys, r2b, IEAW, Fraunhofer ISI], 2013. Märkte stärken, Versorgung sichern- Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland. Ergebnisbericht des Fachdialogs „Strategische Reserve“, Mai 2013 http://www.bee-ev.de/downloads/publikationen/sonstiges/2013/20130513_Fachdialog_Strategische_Reserve.pdf

BMU, 2012. Bericht der AG 3 Interaktion vom 15.10.2012.

http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Bilder_Unterseiten/Themen/Klima_Energie/Erneuerbare_Energien/Plattform_Erneuerbare_Energien/121015_Bericht_AG_3-bf.pdf

BNetzA (Bundesnetzagentur), 2014. Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt. Monitoringbericht 2014. http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4

BNetzA (Bundesnetzagentur), 2013. Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt. Monitoringbericht 2012. 3. Auflage.

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf?__blob=publicationFile&v=2

BNetzA (Bundesnetzagentur), 2012. Bestätigung. Netzentwicklungsplan Strom 2012 vom 25. Nov. 2012.

http://nvonb.bundesnetzagentur.de/netzausbau/Bestaetigung_Netzentwicklungsplan_Strom_2012.pdf

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie), 2014. Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter:

<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 04.02.2015

dena , 2012. Agricola, A.-Cl. et al. dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilernetze in Deutschland bis 2030. Endbericht, 11.12.2012.

http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS_Abschlussbericht.pdf

dena, 2012a. Übersicht Stromübertragungstechnologien auf Höchstspannungsebene.

http://www.effiziente-energiesysteme.de/fileadmin/user_upload/PDF-Dokumente/Publikationen/120619_Uebersicht_Neuer_Stromuebertragungstechnologien.pdf

dena (Hrsg.), 2010. dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025.

http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF

Ecofys (Borges, K.; Döring, M.), 2015. Weiterentwicklung des Einspeise-Managements - Bewertung von Ansätzen, Entwurf Projektbericht. Nicht veröffentlicht.

Ecofys (Beestermöller, C.; Döring, M.), 2013. Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach § 11 EEG und § 13 Abs. 2 EnWG. Auswirkungen auf die Windenergieerzeugung in den Jahren 2011 und 2012.

Ecofys; Consentec , 2013. Untersuchungen zur Notwendigkeit einer weitergehenden Systemsteuerung zur Einhaltung der Systembilanz. Online verfügbar unter <http://www.ecofys.com/files/files/consentec-ecofys-2014-systemsteuerung-einhaltung-systembilanz.pdf>, zuletzt geprüft am 04.02.2015

Erneuerbare Energien, 2011. Studie: Hochtemperaturleiter sparen kosten. <http://www.erneuerbareenergien.de/studie-hochtemperaturleiter-sparen-kilometer-und-kosten/150/490/32546/>

IWES [Fraunhofer], Energy Brainpool, 2015. Strommarkt-Flexibilisierung: Hemmnisse und Lösungskonzepte

FÖS [Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft], 2015. Was Strom wirklich kostet - Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten von konventionellen und erneuerbaren Energien. <http://www.greenpeace-energy.de/presse/artikel/article/versteckte-mehrkosten-fuer-kohle-und-atom-fast-doppelt-so-hoch-wie-ee-umlage.html>

FÖS [Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft], 2014. Industriestrompreise in Deutschland und den USA- Überblick über Preisniveau, Preiszusammensetzung und Erhebungsmethodik. Kurzanalyse im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE), 05/2014 http://www.bee-ev.de/Publikationen/2014-FOES_Industriestrompreise_Deutschland_und_USA.pdf

IWES et al. (2014) Regelenergie durch Windkraftanlagen, Abschlussbericht (http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Studien-Reports/20140822_Abschlussbericht_rev1.pdf)

izes (Leprich, U., Hauser, E., Grashof, K., Grote, L., Luxenburger, M., Sabatir, M., Zipp, A.), 2012. Kompassstudie Marktdesign. Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil Fluktuierender Erneuerbarer Energien. http://www.bee-ev.de/downloads/publikationen/studien/2012/1212_BEE-GPE-IZES-Kompassstudie-Marktdesign.pdf

Jarass, L., Obermair, G.M., 2012. Welchen Netzbau erfordert die Energiewende? – Unter Berücksichtigung des Netzentwicklungsplans Strom 2012. Münster, 2012. MV-Verlag. Verlagshaus Monsenstein und Vannerdat OHG Münster.

NEP, 2014. Netzentwicklungsplan Strom 2014. 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. <http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplan-2014-zweiter-entwurf>

NEP, 2013a. Netzentwicklungsplan Strom 2013. 2. Überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

http://www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2013_2_Entwurf_Teil_1_Kap_1_bis_9.pdf

NEP (Netzentwicklungsplan), 2012. Netzentwicklungsplan Strom 2012. 2. Überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/NEP_2012_2/NEP2012_2_Kapitel_1_bis_8.pdf

TC (Transmission Code), 2007. Verband der Netzbetreiber (VDN) e.V. beim VDEW.

TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Version 1.1, August 2007.

ÜNB (Übertragungsnetzbetreiber), 2014. Einflussgrößen auf die Netzentwicklung, Sensitivitätenbericht 2014 der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zu den Sensitivitäten „Deckelung Offshore“ und „Einspeisemanagement“

VDE-AR-N 4120 Anwendungsregel: 2015-01 <https://www.vde-verlag.de/normen/0100258/vde-ar-n-4120-anwendungsregel-2015-01.html>

Ansprechpartner:

Georg Schroth

Leiter Politik / Policy Director

Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) /

German Wind Energy Association

Neustädtische Kirchstraße 6

10117 Berlin

T+49 (0)30 / 212341-242

F+49 (0)30 / 212341-410

g.schroth@wind-energie.de

Anne Palenberg

Referentin Netzintegration

Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) /

German Wind Energy Association

Neustädtische Kirchstraße 6

10117 Berlin

T+49 (0)30 / 212341-242

F+49 (0)30 / 212341-410

a.palenberg@wind-energie.de