CONNECT ENERGYECONOMICS
connect the dots ...

ENDBERICHT

LEITSTUDIE STROMMARKT 2015

Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Stand 04.05.2015

Mit Beiträgen von

consentec Fraunhofer ISI r2b research to business energy consulting

LEITSTUDIE STROMMARKT 2015

Studie der Connect Energy Economics GmbH
im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

mit Beiträgen von
Consentec GmbH
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
r2b energy consulting GmbH

Endbericht,
Stand 04.05.2015

Connect Energy Economics GmbH

Gabriele-Tergit-Promenade 15
10963 Berlin

Ansprechpartner: Dr. Marco Nicolosi
kontakt@connect-ee.com

www.connect-ee.com

Abstract (English version)

The key findings of the study “Leitstudie Strommarkt 2015” are:

- The current power market design provides the best basis for an efficient and secure transformation of the power market towards high shares of renewable generation and a progressing integration of the internal energy market.
- The energy-only market design can ensure security of supply. It provides for balancing supply and demand.
- A capacity reserve can complement the power market if there is a political wish for an additional measure to safeguard supply.

For the transformation of the power system to continue in a secure and cost-effective way, the study “Leitstudie Strommarkt 2015” recommends the following measures:

- The monitoring of security of supply should reflect reality and account for the effects of the internal energy market and the contributions of renewables and flexible consumers.
- Incentives to actively manage balancing groups should be strengthened.
- Timeframes for procurement and auctioning of balancing reserves should be shortened.
- Derogations in the system of grid charges should be enhanced in a way that allows consumers to participate actively in power markets and that ensures that they receive the wholesale market price signal as unbiased as possible.

Abstract

Die Leitstudie Strommarkt 2015 kommt zu den folgenden zentralen Ergebnissen:

- Das aktuelle Strommarktdesign ist die beste Grundlage für eine effiziente und sichere Transformation des Strommarktes hin zu hohen Anteilen erneuerbarer Energien und einer fortgesetzten Integration des europäischen Strombinnenmarktes.
- Das Energy-Only-Marktdesign kann Versorgungssicherheit gewährleisten. Es sorgt dafür, dass Angebot und Nachfrage zum Ausgleich kommen.
- Eine Kapazitätsreserve kann den Strommarkt ergänzen, wenn der politische Wunsch nach einer zusätzlichen Absicherung besteht.

Die Leitstudie Strommarkt 2015 empfiehlt folgende Maßnahmen, damit der Transformationsprozess weiter sicher und kostengünstig voranschreitet:

- Das Monitoring der Versorgungssicherheit sollte der Realität Rechnung tragen und die Effekte des Binnenmarktes und die Beiträge erneuerbarer Energien sowie flexibler Verbraucher berücksichtigen.
- Die Anreize, die Bilanzkreise aktiv zu managen, sollten verstärkt werden.
- Die Ausschreibungs- und Produktlaufzeiten an den Regelleistungsmärkten sollten verkürzt werden.
- Die Ausnahmeregelungen bei den Netzentgelten sollten so weiterentwickelt werden, dass eine aktive Teilnahme der Verbraucher am Markt ermöglicht wird und sie das Preissignal des Stromgroßhandels möglichst unverzerrt erreicht.

Inhaltsverzeichnis

Abstract (English version) I

Abstract II

Inhaltsverzeichnis III

Abbildungsverzeichnis IV

Tabellenverzeichnis V

Abkürzungsverzeichnis V

Executive Summary (English version) 1

Executive Summary 6

1 Hintergrund und Zielstellung der Leitstudie Strommarkt 2015 11

1.1 Hintergrund 11

1.2 Unsere gemeinsame Perspektive auf die Weiterentwicklung des Strommarktes 13

1.3 Zielstellung und Aufbau der Leitstudie Strommarkt 2015 15

2 Analyse der Strommarktentwicklung 17

2.1 Entwicklung fundamentaler Faktoren 18

2.2 Entwicklung des Binnenmarktes 23

2.2.1 Wirkung des Binnenmarktes auf Preise 23

2.2.2 Wirkung des Binnenmarktes auf die benötigte Erzeugungskapazität 26

2.3 Marktentwicklung 28

2.3.1 Preisentwicklung 28

2.3.2 Wirkung und Bedeutung von Preisspitzen für den Strommarkt 30

2.3.3 Entwicklung des Marktwertes erneuerbarer Energien 32

2.4 Zwischenfazit 33

3 Versorgungssicherheit 34

3.1 Weiterentwicklung des Monitoring zur Versorgungssicherheit 37

3.2 Anwendung eines weiterentwickelten, länderübergreifenden Monitorings (Versorgungssicherheitsbericht) 39

4 Rolle und Bedeutung von Flexibilität im Strommarkt 41

4.1 Wirkungsweise von Flexibilitätsoptionen 43

4.2 Nutzen der Flexibilisierung 46
4.3 Anforderung an den Flexibilisierungsprozess 47
4.4 Zwischenfazit 48
5 Nächste Schritte zum Hemmnisabbau im Markt- und Regulierungsdesign 49
5.1 Optimierung der Marktprozesse 50
5.2 Bilanzkreismanagement 54
5.3 Regelleistungsmärkte 63
5.4 Netzentgelte 72
5.5 Weitere relevante Hemmnisse 78
5.6 Zwischenfazit 79
6 Instrumente zur Absicherung des Transformationsprozesses 80
7 Fazit 84
Literaturverzeichnis 87

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Bruttostrom-Erzeugungsmix, Netto-Importe, Base-Preis und EE-Anteil der Jahre 2000 bis 2014. 19
Abbildung 2: Entwicklung der Erzeugungskapazitäten und Spitzenlast in Deutschland. 20
Abbildung 3 : Historische Jahreshöchstlasten und residuale Jahreshöchstlasten sowie Spitzenlastprognosen für Deutschland 22
Abbildung 4 : Marktgebiet der Multi-Regionen-Kopplung (blau). 24
Abbildung 5: Preiskonvergenz der deutschen und niederländischen (links) sowie der deutsch-österreichischen und französischen Day-Ahead-Märkte in den Jahren 2001 bis 2014 25
Abbildung 6: Jahreshöchstlasten und residuale Jahreshöchstlasten in Deutschland, Österreich, Frankreich, Belgien und Dänemark für 2012 bis 2014 26
Abbildung 7: Day-Ahead-Strompreise in der deutschen Marktzone in den Jahren 2001 bis 2014 29

Abbildung 8: Häufigkeit von Preisspitzen auf dem Day-Ahead-Markt, Handelsvolumen von Jahres-Futures und durchschnittliche Preise von Jahres-Futures in der deutsch-österreichischen Marktzone. 31

Abbildung 9: Entwicklung der installierten Leistung und der Marktwertfaktoren für Wind- und Solarstrom in Deutschland zwischen 2006 und 2014. 32

Abbildung 10: Flexibilisierung von Angebots- und Nachfragefunktionen. 44

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Änderungen der Ausschreibungsbedingungen der Regelleistungsmärkte... 66

Abkürzungsverzeichnis

AE	Ausgleichsenergie
APX	Amsterdam Power Exchange
BK	Bilanzkreis
BKartA	Bundeskartellamt
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EPEX	European Power Exchange
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EOM	Energy-Only-Markt

HT	Haupttarif
NEP	Netzentwicklungsplan
NNE	Netznutzungsentgelte
NRV	Netzregelverbund
NT	Niedertarif
NTC	Net Transfer Capacity
PV	Photovoltaik
reBAP	Regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzkreisausgleichpreis
SOAF	Scenario Outlook and Adequacy Forecast
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

LEITSTUDIE STROMMARKT 2015

Executive Summary (English version)

Implementing the objectives of the Energiewende concerning the power sector requires a transformation of the power supply system. In the course of this transformation requirements concerning power generation, consumption and the power grid change. In all areas of the supply system using the available flexibility potential becomes increasingly important to keep maintaining security of supply at all times and to cost-effectively integrate renewables into the electricity system. In this process, the liberalisation of electricity markets and the integration of the European internal energy market play an important role by enhancing competition and reducing the costs for consumers. Within the internal market fluctuations in load and feed-in from renewables partially offset each other which – compared to a national perspective – reduces the need for conventional generation capacities to meet electricity demand.

Using cost-cutting and flexibility potentials

Activating cost-cutting and flexibility potentials in a competitive way can significantly contribute towards accomplishing the Energiewende. The grid infrastructure plays an important role in making use of these potentials. Hence, the promotion of grid expansion should be continued. Developing the electricity systems further requires that market participants can rely on a stable framework. At the same time, there should be a non-discriminatory competition among all flexibility options. To meet these objectives, the electricity market design and the regulatory design are key. The current market design provides a very well suited starting point to organise the transformation of the power system in a secure and cost-efficient way. Empirical evidence shows that the energy-only market leads to comprehensible market results. The performance of the energy-only market may be further improved if the power price is determined freely in the power market and if market participants receive the price signal as unbiased as possible. Moreover, there should be sufficient incentives for market participants to individually hedge supply obligations by providing and contracting capacities, respectively.

Enhancing the monitoring of security of supply

Assessments of the performance of the electricity market design frequently focus on security of supply, which is mostly considered from a national perspective. Security of supply is also oftentimes monitored based on static or deterministic approaches. These methods are inappropriate to fully account for contributions of the internal energy market and the available flexibility options to security of supply. Assessing security of supply on this basis may thus lead to in parts significantly distorted results. Therefore, monitoring methods should be enhanced

- reflecting stochastic effects appropriately as well as
- accounting for the contribution of flexible consumers, renewables and the internal energy market to security of supply.

Strengthening competition among flexibility options

Flexibility plays not only an important role as it facilitates balancing supply and demand. Flexibility also helps to integrate renewables because it can increase the market value of renewables and reduce price induced curtailment of renewable generation. The potential of flexibility options available today already exceeds the amount of flexibility required in the course of the Energiewende. Moreover, these options are manifold and can substitute one another. Hence, a non-discriminatory competition among all flexibility options is the best way to activate those options which can meet the demand for flexibility at lowest costs. Therefore, it should be ensured that

- all flexibility options may participate in the market and
- receive a price signal which is as unbiased as possible.

Enhancing the market and regulatory design

To achieve these objectives, the market and regulatory design should be enhanced and existing obstacles should be removed. Towards this end first important steps have been taken, amongst others, by introducing direct marketing of renewables and 15 minutes-auctions in the wholesale power market and by extending market coupling to North West Europe. However, it is necessary to further improve the market and regulatory design, which, amongst other areas, concerns

- the balancing energy system,
- market and product designs in balancing reserve markets and
- the structure of grid charges.

All measures discussed in this study have been developed as part of the research project “Leitstudie Strommarkt”. Analyses concerning the balancing energy system and balancing reserve markets were conducted by Consentec, r2b energy consulting and Connect Energy Economics. Measures for improving the structure of grid charges are

based on joint work of the Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research and r2b energy consulting.

Setting incentives of the balancing energy mechanism adequately and efficiently

The balancing energy mechanism is vital for balancing supply and demand and for maintaining the security of the power system. Economic incentives set by this mechanism influence, amongst other things, the market participants' demand for flexibility and to what extent they provide and contract capacities. Therefore, the balancing energy mechanism should be enhanced in an efficient and appropriate way to improve incentives for market players.

- Including the cost of procuring balancing reserve capacity: In addition to the cost of called balancing reserve, the cost of procuring balancing reserve capacity should be allocated to the responsible market participants to set incentives more adequately. Further analysis should elaborate how to put this approach into practice.
- Single pricing system for called minute reserve: Introducing a single pricing system results in a more efficient performance of balancing reserve markets. The balancing energy mechanism can then account for the cost of called balancing reserve based on the single pricing system.
- Accounting only for amounts and costs for the dominating direction of called balancing reserve: This change to the first step of calculating the balancing energy price eliminates price spikes in cases where calls of negative and positive reserve balance out and places incentives more efficiently on responsible market participants.
- Improving the reference power market price: The maximum (minimum) of the price of the day ahead-auction, of the 15-minute Intraday auction and of the mean price of the continuous hourly Intraday trading and of the continuous 15-minute Intraday trading should be set as the lower (upper) limit for the balancing energy price. In this way, the reference price becomes more robust and incentives more adequate.

Shortening timeframes for procurement and auctioning of balancing reserves

As the share of renewable generation grows, it becomes increasingly important that, apart from conventional power plants, other suppliers of flexibility such as renewables and flexible consumers participate in balancing reserve markets. If a non-discriminatory access is ensured for all potential suppliers, the costs of the power system can be reduced. Extending the pool of suppliers may also avoid an inefficiently high must-run generation of conventional suppliers of balancing reserve and, thus, facilitate the integration of renewables. To ensure an efficient allocation of suppliers of

flexibility to power and balancing reserve markets, price signals should reflect the demand for flexibility and suppliers' opportunity costs as unbiased as possible.

Therefore, in particular auctions schedules and procurement timeframes should be shortened while maintaining today's high level of security of the power system. The medium- to long-term target model for all types of balancing reserves comprises auctions on every calendar day and hourly products, which should be combined with appropriately designed bloc bids. To move towards this target model, at first the following measures should be taken:

- Minute reserve: Auctions on every calendar day with hourly products, if applicable complemented with bloc bids
- Secondary reserve: Auctions on every calendar day, if applicable during the transition period complemented with a secondary market or a market maker, and hourly products allowing for bloc bids for several consecutive hours
- Primary reserve: Separate auctions for positive and negative reserve

Eliminating obstacles for load flexibility within the structure of grid charges

The structure of grid charges can have a significant impact on how flexible consumers adjust their load. Hence, grid- and market-related incentives should be coordinated in a way that facilitates the transition towards a more flexible supply system. To this end, it is important that consumer behaviour is more in line with the power price signal while grid operation security is maintained at any time. Hence, in particular derogations concerning grid charges for metered consumers provided for in §19 (2) sentence 1 and 2 et seqq. of the Electricity Grid Charges Ordinance (StromNEV) should be improved.

- Determining usage hours: If the power market price exceeds a predefined level, a load reduction should not be taken into account when calculating the consumer's usage hours.
- Determining peak usage: If the power market price falls below a predefined level, a load increase should not be taken into account when calculating the consumer's peak usage and usage hours per year. A grid-related indicator might be applied in addition to avoid unintended repercussions on grid load.
- Improving peak load time windows: As far as possible, peak load time windows relevant for consumers with atypical grid usage should be adjusted to reflect actual grid load more effectively.
- Call of balancing reserve and grid charges: If flexible consumers adjust their load to provide balancing reserve, this should not be taken into account when calculating their usage hours and peak usage.

Designing additional measures to safeguard supply appropriately

The outlined improvements of the market and regulatory design facilitate activating flexibility options already in the short run and contribute to a cost-effective and secure power supply. These measures, thus, provide the basis for continuing the successful transformation of the power supply system. If there is a political wish for an additional measure to safeguard supply during this transformation process, the power market may be complemented by an appropriately designed capacity reserve. This capacity reserve should be designed in an efficient and competitive way. It is particularly important to avoid any repercussions on the power market. In this way, a capacity reserve may constitute a reversible and, hence, flexible and cost-effective instrument.

Continuous improvement

The Energiewende, the liberalisation and the integration of the European internal market go along with processes which enhance the power system continuously. Therefore, it is necessary to keep monitoring the market and regulatory design and to adapt it, if necessary, to the requirements of the transformation process. Enhancing the power market design should provide a robust and reliable environment for market participants. Meeting this objective does not require any guaranteed payments, but may be achieved by continuously adjusting the current market design.

Executive Summary

Die Umsetzung der Energiewendeziele für den Stromsektor erfordert eine Transformation des Stromversorgungssystems. Mit dieser Transformation ändern sich die Anforderungen an Erzeuger, Verbraucher und das Stromnetz. In allen Bereichen des Systems wird die Nutzung vorhandener Flexibilitätspotenziale wichtiger, damit die Versorgung weiterhin jederzeit abgesichert ist und Strom aus erneuerbaren Energien kostengünstig in das System integriert werden kann. Die Liberalisierung des Strommarktes und die europäische Binnenmarktintegration spielen dabei eine große Rolle, da sie den Wettbewerb stärken und die Kosten für die Verbraucher reduzieren. Im Binnenmarkt gleichen sich Schwankungen der Last und der Einspeisung erneuerbarer Energien teilweise aus, sodass im Vergleich zu einer nationalen Perspektive weniger konventionelle Erzeugungskapazitäten notwendig sind, um die Nachfrage zu decken.

Kostensenkungs- und Flexibilitätspotenziale nutzen

Die wettbewerbliche Erschließung der Kostensenkungs- und Flexibilitätspotenziale des Stromversorgungssystems kann signifikant zum Gelingen der Energiewende beitragen. Bei der Nutzung dieser Potenziale spielt die Netzinfrastruktur eine wichtige Rolle. Daher sollte der Netzausbau weiter vorangetrieben werden. Für die Weiterentwicklung des Stromsystems bedarf es zudem stabiler Rahmenbedingungen, auf die sich die Marktteilnehmer verlassen können. Gleichzeitig sollte es allen Flexibilitätsoptionen möglich sein, an einem diskriminierungsfreien Wettbewerb teilzunehmen. Das Strommarkt- und Regulierungsdesign nimmt bei der Umsetzung dieser Ziele eine Schlüsselfunktion ein. Mit dem derzeitigen Strommarktdesign besteht ein sehr gut geeigneter Ausgangspunkt, um die Transformation des Stromsystems sicher und kostengünstig zu gestalten. Die empirische Analyse des Marktgeschehens zeigt, dass der Energy-Only-Markt zu nachvollziehbaren Ergebnissen führt. Die Leistungsfähigkeit des Energy-Only-Marktes kann zukünftig noch gestärkt werden, wenn sich der Strommarktpreis frei bilden kann und das Preissignal möglichst unverzerrt bei den Marktteilnehmern ankommt. Darüber hinaus sollten ausreichende Anreize zu einer individuellen Absicherung von Lieferverpflichtungen durch Leistungsvorhaltung bzw. -besicherung gegeben sein.

Monitoring der Versorgungssicherheit weiterentwickeln

Die Sicherheit der Versorgung ist ein Kriterium, das bei der Bewertung der Leistungsfähigkeit von Strommarktdesigns häufig in den Vordergrund gestellt wird. Dabei wird Versorgungssicherheit überwiegend aus einer nationalen Perspektive betrachtet. Das Monitoring der Versorgungssicherheit basiert außerdem häufig auf statischen bzw.

deterministischen Ansätzen. Diese Methoden sind nicht geeignet, um den Beitrag des Binnenmarktes und der verfügbaren Flexibilitätsoptionen zur Versorgungssicherheit angemessen zu berücksichtigen. Ein Monitoring auf dieser Basis kann deshalb zu einer teils stark verzerrten Einschätzung von Versorgungssicherheit führen. Die Methoden sollten deshalb weiterentwickelt werden und

- stochastische Effekte angemessen abbilden sowie
- den Beitrag flexibler Lasten, erneuerbarer Energien und des Binnenmarktes zur Versorgungssicherheit berücksichtigen.

Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen stärken

Flexibilität spielt zum einen für die Versorgungssicherheit eine wichtige Rolle, da sie den Ausgleich von Angebot und Nachfrage erleichtert. Zum anderen unterstützt Flexibilität die Integration erneuerbarer Energien. Sie kann den Marktwert der erneuerbaren Energien steigern und die strompreisbedingte Abregelung von erneuerbaren Anlagen reduzieren. Bereits heute ist das verfügbare Potenzial an Flexibilitätsoptionen größer als der Bedarf im Rahmen der Energiewende. Außerdem sind die Optionen sehr vielfältig und können sich substituieren. Deshalb ist ein diskriminierungsfreier Wettbewerb der beste Weg, um diejenigen Optionen zu aktivieren, die den Bedarf zu den geringsten Kosten decken können. Es sollte deshalb gewährleistet sein, dass

- alle Flexibilitätsoptionen am Markt teilnehmen können und
- das Preissignal sie möglichst unverzerrt erreicht.

Markt- und Regulierungsdesign weiterentwickeln

Um diese Ziele zu erreichen, sollten das Markt- und Regulierungsdesign weiterentwickelt und bestehende Hemmnisse abgebaut werden. Erste wichtige Schritte in diese Richtung wurden u.a. mit der Einführung der Direktvermarktung erneuerbarer Energien, des Viertelstundenhandels am Großhandelsmarkt für Strom sowie der Ausweitung der Marktkopplung auf den nordwesteuropäischen Raum bereits umgesetzt. Es besteht jedoch weiterer Bedarf zur Optimierung des Markt- und Regulierungsdesigns. U.a. sollten die folgenden Bereiche weiterentwickelt werden:

- Das Ausgleichsenergiesystem,
- das Markt- und Produktdesigns für die Regelleistungsmärkte sowie
- die Systematik der Netznutzungsentgelte.

Die hier vorgestellten Maßnahmen wurden im Rahmen des Gesamtvorhabens Leitstudie Strommarkt erarbeitet. Die Analysen zum Ausgleichsenergiesystem und den Regelleistungsmärkten wurden von Consentec, r2b energy consulting und Connect Energy Economics durchgeführt. Die Maßnahmen zur Weiterentwicklung der

Netzentgeltsystematik basieren auf gemeinsamen Arbeiten des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung und r2b energy consulting.

Anreize des Ausgleichsenergiemechanismus adäquat und effizient gestalten

Der Ausgleichsenergiemechanismus hat eine zentrale Bedeutung für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage und für die Gewährleistung der Systemsicherheit. Die wirtschaftlichen Anreize des Mechanismus beeinflussen u.a., wie stark die Marktteilnehmer individuelle Leistungsvorhaltung bzw. -besicherung betreiben und wie viel Flexibilität sie nachfragen. Der Ausgleichsenergiemechanismus sollte deshalb effizient und adäquat weiterentwickelt werden, um die Anreizstruktur für die Marktakteure zu verbessern.

- Einpreisung der Kosten der Regelreservevorhaltung: Zusätzlich zu den Kosten des Abrufs von Regelreserve sollten die Vorhaltungskosten verursacherorientiert auf die Marktteilnehmer umgelegt werden, um die Anreize adäquater zu gestalten. Die Art und Weise der Operationalisierung sollte in weiteren Analysen geprüft werden.
- Einheitspreissystem für den Abruf von Minutenreserve: Die Umstellung auf ein Einheitspreissystem führt zu effizienteren Ergebnissen auf dem Regelleistungsmarkt. Im Ausgleichsenergiemechanismus können die Abrufkosten dann auf Basis des Einheitspreissystems berücksichtigt werden.
- Alleinige Berücksichtigung von Mengen und Kosten der Regelenergie in überwiegender Abrufrichtung: Durch diese Anpassung auf der ersten Berechnungsstufe des Ausgleichsenergiepreises werden Preisspitzen bei sogenannten Nulldurchgängen vermieden und die Anreize verursacherorientierter.
- Verbesserung der Börsenpreisbindung: Als Unter- bzw. Obergrenze für den Ausgleichsenergiepreis sollte das Maximum bzw. Minimum aus dem Preis der Day-Ahead-Auktion, dem Preis der Intraday-Eröffnungsauktion, dem mittleren Preis des kontinuierlichen börslichen Intraday-Stundenhandels und dem mittleren Preis des kontinuierlichen börslichen Intraday-Viertelstundenhandels angesetzt werden. Der Bezugspreis wird so robuster und die Anreize adäquater.

Ausschreibungsperioden und Produktlaufzeiten der Regelleistungsmärkte verkürzen

Mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien wird es wichtiger, dass neben konventionellen Kraftwerken andere Anbieter von Flexibilität wie erneuerbare Energien und flexible Verbraucher an den Regelleistungsmärkten teilnehmen. Wenn eine diskriminierungsfreie Teilnahme für alle potenziellen Anbieter möglich ist, können die Kosten des Stromsystems gesenkt werden. Ein größerer Anbieterkreis kann zudem eine ineffizient hohe Must-Run-Erzeugung konventioneller Anbieter zur Regelleis-

tungsbereitstellung vermeiden und so die Integration erneuerbarer Energien erleichtern. Um eine effiziente Allokation der Anbieter von Flexibilität zwischen den Strom- und Regelleistungsmärkten zu gewährleisten, sollten die Preissignale der Märkte den Flexibilitätsbedarf sowie die Opportunitätskosten der Anbieter möglichst unverzerrt widergeben.

Aus diesen Gründen sollten insbesondere die Ausschreibungsperioden und die Produktlaufzeiten der Regelleistungsmärkte unter der Voraussetzung verkürzt werden, dass die Systemsicherheit auf dem heutigen hohen Niveau gewahrt bleibt. Das mittel- bis langfristige Zielmodell für alle Qualitäten der Regelleistung sind kalendertägliche Ausschreibungen und stündliche Produkte, die mit sinnvoll gestalteten Blockgeboten gekoppelt werden sollten. Um den Übergang zu diesem Zielmodell sinnvoll zu gestalten, sollten für die Reservearten zunächst die folgenden Anpassungen vorgenommen werden.

- Minutenreserve: Kalendertägliche Ausschreibung mit stündlichen Produkten, ggf. ergänzt um Blockgebote
- Sekundärregelreserve: Kalendertägliche Ausschreibung, ggf. im Übergang unterstützt durch einen Sekundärmarkt oder „Market Maker“, sowie stündliche Produkte mit der Möglichkeit mehrstündiger Blockgebote
- Primärregelreserve: Getrennte Ausschreibung positiver und negativer Reserve

Hemmnisse für Lastflexibilität in der Netzentgeltsystematik beseitigen

Die Systematik der Netznutzungsentgelte kann einen signifikanten Einfluss darauf haben, wie flexible Verbraucher ihre Last steuern. Die netzseitigen Anreize der Entgelte sollten deshalb so mit den marktseitigen Anreizen des Strompreises koordiniert werden, dass sie die Flexibilisierung des Systems sinnvoll unterstützen. Dafür ist es wichtig, dass sich das Verbrauchsverhalten stärker am Strompreissignal orientiert und gleichzeitig jederzeit ein sicherer Netzbetrieb möglich ist. Vor diesem Hintergrund sollten insbesondere die Ausnahmeregelungen für die Netzentgelte leistungsgemessener Verbraucher nach § 19 (2) Satz 1 und Satz 2 ff. StromNEV weiterentwickelt werden.

- Bestimmung der Benutzungsstunden: Sobald der Strommarktpreis eine vordefinierte Schwelle überschreitet, sollte eine Lastreduktion bei der Bestimmung der Benutzungsstunden unberücksichtigt bleiben.
- Bestimmung der Bezugsspitze: Sobald der Strommarktpreis eine vordefinierte Schwelle unterschreitet, sollte eine Lasterhöhung nicht bei der Bestimmung der Bezugsspitze und der Jahresbenutzungsstunden berücksichtigt werden. Ein zusätzlicher netzseitiger Indikator könnte herangezogen

werden, um unerwünschte Rückwirkungen auf die Netzbelastung zu vermeiden.

- Weiterentwicklung der Hochlastzeitfenster: Die für Verbraucher mit atypischer Netznutzung relevanten Hochlastzeitfenster sollten nach Möglichkeit so angepasst werden, dass sie die tatsächlichen Netzzustände besser abbilden.
- Abruf von Regelenergie und Netzentgelte: Der Einsatz flexibler Verbraucher zur Erbringung von Regelenergie sollte die Bestimmung der Benutzungsstunden und der Bezugsspitze nicht beeinflussen.

Zusätzliche Absicherung sinnvoll gestalten

Die beschriebenen Weiterentwicklungen des Markt- und Regulierungsdesigns unterstützen bereits kurzfristig die Aktivierung von Flexibilitätsoptionen und tragen zu einer kostengünstigen und sicheren Stromversorgung bei. Sie schaffen so wichtige Voraussetzungen für eine weiterhin erfolgreiche Transformation des Stromversorgungssystems. Sollte der politische Wunsch nach einer zusätzlichen Absicherung des Transformationsprozesses bestehen, kann der Strommarkt mit einer sinnvoll ausgestalteten Kapazitätsreserve flankiert werden. Das Instrument sollte effizient und wettbewerblich organisiert werden. Besonders wichtig ist, dass Rückwirkungen auf den Strommarkt vermieden werden. So kann die Kapazitätsreserve ein reversibles, damit flexibles und kostengünstiges Instrument darstellen.

Kontinuierliche Weiterentwicklung

Die mit der Energiewende, der Liberalisierung und der Integration des europäischen Binnenmarktes einhergehenden Prozesse sind mit einer kontinuierlichen Weiterentwicklung des Stromsystems verbunden. Deshalb ist es notwendig, das Markt- und Regulierungsdesign weiter mit den Erfordernissen des Transformationsprozesses abzugleichen und gegebenenfalls an sie anzupassen. Die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns sollte robuste Rahmenbedingungen für die Marktteilnehmer schaffen und die Planungssicherheit erhöhen. Das Erreichen dieses Ziels erfordert keine Zahlungsgarantien, sondern kann durch eine kontinuierliche Anpassung des bestehenden Designs erreicht werden.

1 Hintergrund und Zielstellung der Leitstudie Strommarkt 2015

Ein Beitrag von Connect Energy Economics, Consentec, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung und r2b energy consulting

1.1 HINTERGRUND

Der Umbau des Stromerzeugungssystems auf erneuerbare Energien ist ein zentrales Ziel der Energiewende, u.a. zur Erreichung der avisierten (nationalen) Klimaschutzziele. Nicht nur für die Akzeptanz der Energiewende ist dabei von Bedeutung, dass das hohe Niveau der Versorgungssicherheit und die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands als Industriestandort erhalten bleiben und die Belastungen der Verbraucher begrenzt sind.

Bereits im Jahr 2025 soll ein Anteil der erneuerbaren Energien am Brutto-Stromverbrauch zwischen 40% und 45% erreicht werden. Dieser Anteil soll langfristig weiter steigen: Im Jahr 2035 wird ein Anteil zwischen 55% und 60% und bis zum Jahr 2050 ein Anteil von mindestens 80% angestrebt. Damit werden die erneuerbaren Energien mittel- und langfristig zu einer wesentlichen Säule des Elektrizitätsversorgungssystems, sodass sich die Anforderungen für alle Akteure im Stromversorgungssystem – Betreiber von Erzeugungsanlagen, Verbraucher und Netzbetreiber – erheblich verändern. Mit der Liberalisierung und der fortschreitenden Vollendung des EU-Binnenmarkts gingen und gehen zudem für die Akteure kontinuierliche Veränderungen der Rahmenbedingungen einher.

Der überwiegende Anteil der Stromeinspeisung erneuerbarer Energien ist wetterabhängig und orientiert sich somit nicht bzw. nur in sehr geringem Ausmaß am Bedarf der Verbraucher oder an den Preissignalen des Strommarkts. So wird die Einspeisung von Windenergieanlagen von den jeweiligen Windbedingungen, die Einspeisung von Photovoltaik-Anlagen (PV) von der jeweiligen Sonneneinstrahlung sowie der Umgebungstemperatur und die Einspeisung von Laufwasserkraftwerken von der jeweiligen Wasserführung der Flüsse bestimmt. Hieraus folgt, dass bereits heute und in Zukunft verstärkt ein sinkender Anteil der Stromnachfrage durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss. Zugleich müssen für die Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung, auch in Zeiten mit wenig Wind und Sonne, Möglichkeiten eines Ausgleichs von Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt verfügbar sein. Auch, aber nicht nur, für solche Situationen ist eine effiziente Nutzung von allen geeigneten Fle-

xibilitätsoptionen zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage von zentraler Bedeutung. Auch die heute noch von einigen Akteuren vertretene Auffassung, Versorgungssicherheit sei nur ausreichend gewährleistet, wenn zu jedem Zeitpunkt ausreichend konventionelle Kraftwerksleistung zur Deckung einer sich preisinelastisch verhaltenden Nachfrage bei einer nationalen Betrachtung möglich ist, muss den Realitäten angepasst werden. Sie entspricht weder den Realitäten des heutigen wettbewerblich organisierten und europäischen Strommarktes noch dem „probabilistischen" Charakter von Versorgungssicherheit.

In den letzten Jahren hat sich die Erkenntnis durchgesetzt, dass entsprechende Optionen für die effektive Integration der erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem aus technischer Perspektive in mehr als ausreichendem Umfang vorhanden sind. Hierzu zählen flexible konventionellen Kraftwerke sowie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, aber auch eine den neuen Anforderungen angemessener Ausbau der Netzinfrastruktur, eine effiziente Nutzung von Lastmanagementpotenzialen, die Nutzung von unkonventionellen Erzeugungsanlagen, wie z.B. sog. Netzersatzanlagen, sowie eine Einbindung der erneuerbaren Energien in den Markt selbst. Durch die weitere Stärkung des europäischen Stromverbunds im Rahmen der Vollendung des EU-Binnenmarktes für Energie können durch sich ergebende Synergieeffekte Kosten reduziert und die Sicherheit der Stromversorgung zusätzlich gestärkt werden.

Im Fokus steht bei aktuellen Diskussionen zur Zukunft des Stromversorgungssystems, wie die rechtlichen Rahmenbedingungen, d. h. das Markt- und Regulierungsdesign in Deutschland und Europa, ausgestaltet werden sollten, um eine auch in Zukunft sichere Stromversorgung zu gewährleisten und die Kosten des Transformationsprozesses zu begrenzen.

Einerseits wird vor diesem Hintergrund sowohl in Deutschland als auch in anderen Ländern eine grundsätzliche Diskussion über die Eignung des aktuellen Marktdesigns, d. h. einem sogenannten Energy-Only-Markt, seit mehreren Jahren geführt. Andererseits wird – insbesondere in Deutschland – augenblicklich intensiv über erforderliche Anpassungen im Regulierungsdesign sowie deren geeignete Umsetzung diskutiert. Hierzu zählen u.a.

- die Stärkung der Anreize des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems,
- die Weiterentwicklung des Markt- und Produktdesigns für die Regelleistungsmärkte,
- der Abbau von Hemmnissen für eine verbesserte Einbindung der Verbraucher durch Anpassungen der Regelungen zu Netznutzungsentgelten sowie
- die Optimierung der Regeln und Produkte auf den Großhandelsmärkten für Strom.

Darüber hinaus gewinnen Diskussionen über geeignete Methoden, Datenanforderungen und Indikatoren für ein Monitoring von Versorgungssicherheit, das die Realitäten eines zunehmend europäischen Strommarktes und des „probabilistischen“ Charakters von Versorgungssicherheit abbilden kann, an zunehmender Bedeutung.

1.2 UNSERE GEMEINSAME PERSPEKTIVE AUF DIE WEITERENTWICKLUNG DES STROMMARKTES

Wir, Connect Energy Economics, Consentec, Fraunhofer ISI und r2b energy consulting, wurden als Arbeitsgemeinschaft (Konsortium) beauftragt, das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen des Projekts „Leitstudie Strommarkt“ in den Diskussionen zur Weiterentwicklung des Strommarktes mit wissenschaftlicher Expertise zu unterstützen. In unterschiedlichen Konstellationen und Verantwortlichkeiten innerhalb des Konsortiums haben wir dabei detaillierte Analysen

- zur zukünftigen Weiterentwicklung des Strommarktdesigns und
- zu langfristigen Möglichkeiten der vollständigen Einbindung erneuerbarer Energie in den Markt durchgeführt

sowie

- Ansätze zum Monitoring der Versorgungssicherheit weiterentwickelt und
- Vorschläge für Anpassungsoptionen im regulatorischen Rahmen zum Abbau von Hemmnissen bei der wettbewerblichen Erschließung von Flexibilitätsoptionen analysiert und bewertet.

Auf Grundlage dieser Analysen, intensiver Diskussionen der Konsortialpartner und dem BMWi sowie umfänglichen Austausch mit zahlreichen Marktteilnehmern, Verbänden, Wissenschaftlern und politischen Entscheidungsträgern haben wir eine gemeinsame Perspektive auf die Weiterentwicklung des Strommarktes entwickelt:

- Das heutige Marktdesign auf Basis eines Energy-Only-Marktes kann eine sichere Versorgung der Verbraucher gemäß deren Präferenzen – auch bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien gewährleisten. Zentrale Voraussetzung sind die politische Akzeptanz von Preisspitzen am Großhandelsmarkt in wenigen Stunden und adäquate Anreize für individuelle Leistungsvorhaltung bzw. -besicherung zur Erfüllung von Lieferverpflichtungen der Marktakteure.
- Für den politischen Wunsch nach einer zusätzlichen Absicherung der Stromversorgung ist eine zusätzliche Reserve ein geeignetes Instrument mit geringen Kosten und Risiken. Bei der Ausgestaltung der Reserve sollten Rückwirkungen auf den Strommarkt weitgehend vermieden werden.

- Ein weiterentwickelter Energy-Only-Markt - ggf. flankiert durch eine Reserve - ist den derzeit diskutierten Kapazitätsmärkten - zentraler umfassender und zentraler fokussierter Kapazitätsmarkt sowie dezentraler Kapazitätsmarkt - deutlich überlegen. Kapazitätsmärkte erhöhen die Kosten der Stromversorgung, sind mit erheblichen regulatorischen Risiken verbunden und führen zu inhärenten Hemmnissen bei der wettbewerblichen Erschließung von effizienten Flexibilitätsoptionen.
- Stabile, politische Rahmenbedingungen mit langfristigen Bindungswirkungen, wie z.B. Vorgaben zur Ausbaugeschwindigkeit erneuerbarer Energien oder die Ausgestaltung des europäischen CO2-Emissionshandels, sind zentrale Voraussetzungen für einen funktionierenden Wettbewerb. Nur auf Grundlage solcher Rahmenbedingungen können Marktteilnehmer – unabhängig vom Marktdesign – in adäquater Weise Entscheidungen für Investitionen treffen, die teilweise eine Amortisationszeit von bis zu mehreren Jahrzehnten haben.
- In einem europäischen Strommarkt mit einem zunehmenden Anteil dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien sind umfängliche Synergiepotenziale sowohl für eine effiziente und effektive Integration der erneuerbarer Energien als auch für die Gewährleistung einer sicheren Versorgung der Verbraucher gegeben. Voraussetzung zur Erschließung dieser Synergiepotenziale ist sowohl eine angemessen Anpassung der Netzinfrastruktur durch den Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze in Deutschland und der grenzüberschreitenden Kuppelleitungskapazitäten in Europa als auch eine weitere Harmonisierung von nationalen Regelungen auf den Strommärkten im europäischen Stromverbund.
- Definitionen und Ansätze zum Monitoring von Versorgungssicherheit müssen den Realitäten eines europäischen Strommarktes in geeigneter Weise Rechnung tragen. Auf Grundlage nationaler Betrachtungen und des aktuellen Vorgehens beim Monitoring der Versorgungssicherheit lassen sich keine belastbaren Aussagen ableiten. Daher sind Weiterentwicklungen erforderlich, die die realen Marktgegebenheit, d. h. der aktiven Einbindung der Verbraucher in den Markt, der (zunehmenden) Integration der nationalen Märkte überregionaler Strommärkte und Ausgleichs- sowie Gleichzeitigkeitseffekten bei der Einspeisung erneuerbarer Energien, der Last und technischen Ausfällen von Erzeugungsanlagen, widerspiegeln können.
- Flexibilitätsoptionen, die eine kostengünstige Integration der erneuerbaren Energien und Gewährleistung der Versorgungssicherheit ermöglichen, sind in einem erheblichen Umfang vorhanden. Die effiziente Erschließung dieser Optionen sollte in einem technologieoffenen Wettbewerb erfolgen. Voraussetzung dafür ist, dass die Preissignale der Wettbewerbsmärkte bei den Marktakteuren möglichst unverzerrt ankommen und der regulatorische

Rahmen nicht zu Markteintrittsbarrieren bzw. Wettbewerbsverzerrungen zwischen einzelnen Optionen führt. In diesem Sinne sollten die rechtlichen Rahmenbedingungen geprüft und angepasst werden. Eine Förderung von einzelnen Flexibilitätsoptionen führt hingegen zu Wettbewerbsverzerrungen mit unnötigen zusätzlichen Kosten.

1.3 ZIELSTELLUNG UND AUFBAU DER LEITSTUDIE STROMMARKT 2015

Die Leitstudie Strommarkt 2015 verfolgt das Ziel, eine Übersicht über aktuelle Erkenntnisse und relevante Handlungsempfehlungen zur Weiterentwicklung des Strommarktes zu geben. Dabei führt die Leitstudie Strommarkt 2015 u.a. die Ergebnisse der im Rahmen des Gesamtvorhabens Leitstudie Strommarkt durchgeführten Analysen zusammen und ergänzt somit die bereits bisher im Rahmen des Projekts Leitstudie Strommarkt veröffentlichten Studien und Diskussionspapiere.

Aufgrund der gemeinsamen Perspektive auf die Weiterentwicklung des Strommarktes der Konsortialpartner werden die Ergebnisse und Darstellungen hinsichtlich ihrer grundsätzlichen Ausrichtungen gemeinsam getragen. Im Detail und der finalen Bewertung von Anpassungsmaßnahmen können allerdings unterschiedliche Positionen der einzelnen Mitglieder des Konsortiums gegeben sein, da die Ergebnisse auf Analysen einzelner Konsortialpartner bzw. gemeinsamer Analysen eines Teils der Mitglieder des Konsortiums basieren. Die am Projekt Leitstudie Strommarkt beteiligten Forschungs- und Beratungsunternehmen haben sich daher entschieden, die jeweiligen Verantwortlichkeiten der inhaltlichen Beiträge der Leitstudie Strommarkt 2015 transparent zu machen. Im Rahmen des Kapitels Analyse der Strommarktentwicklung (Kapitel 2) verdeutlicht Connect Energy Economics die Entwicklungen der fundamentalen Einflussfaktoren, des Binnenmarktes und der resultierenden Marktergebnisse und zieht auf dieser Basis ein Zwischenfazit.

Basierend auf der gemeinsamen Kurzstudie „Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung“ stellen Consentec und r2b in Kapitel 3 aktuelle Schwächen beim Monitoring von Versorgungssicherheit dar und entwickeln zentrale Verbesserungsmöglichkeiten, um den Realitäten des zunehmend europäischen Strommarktes und dem „probabilistischen“ Charakter von Versorgungssicherheit besser gerecht zu werden.

In Kapitel 4 zeigt Connect Energy Economics die Wirkungsmechanismen von Flexibilitätsoptionen und deren Nutzen für den Strommarkt auf. Darauf basierend werden Anforderungen an den Flexibilisierungsprozess abgeleitet und ein Zwischenfazit gezogen.

Kapitel 5 basiert auf aktuell laufenden Analysen des Projekts Leistudie Strommarkt in denen die beteiligten Konsortialpartner in unterschiedlichen Konstellationen Möglichkeiten zur Beseitigung von Hemmnissen heutiger Regelungen des Markt- und Regulierung diskutiert und bewertet haben. In Abschnitt 5.1 beschreibt Connect Energy verschiedene Ansätze zur Optimierung der Prozesse im Strommarkt. Aufbauend auf Diskussionen mit dem BMWi und der Bundesnetzagentur beschreiben und bewerten Connect Energy Economics, Consentec und r2b energy consulting ausgewählte Anpassungsmöglichkeiten in den Bereichen des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems (Abschnitt 5.2) und des Markt- und Produktdesigns für die Regelleistungsmärkte (Abschnitt 5.3). In Abschnitt 5.4 geben Fraunhofer ISI und r2b energy consulting gemeinsame Empfehlungen zur kurzfristigen Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik im Allgemeinen und der heutigen Ausnahmeregelungen des § 19 StromNEV Abs. 2. Der Fokus liegt auf der Beseitigung von potenziellen Hemmnissen einer markt- und systemdienlichen Nutzung von Flexibilität auf Seiten der Verbraucher. In Abschnitt 5.5 zeigt Connect Energy Economics weitere Hemmnisse auf, bevor das Kapitel mit einem Zwischenfazit endet.

In Kapitel 6 erläutert Connect Energy Economics ihre Sichtweise auf die Anforderungen der Ausgestaltung des Transformationsprozesses und zieht auf Basis der vorherigen Darstellungen ein Gesamtfazit (Kapitel 7).

2 Analyse der Strommarktentwicklung

LEISTUNGSFÄHIG

Die Marktergebnisse lassen sich fundamental erklären und deuten auf eine zunehmende Leistungsfähigkeit des Strommarktes hin.

Um die Transformation der Stromversorgung besser zu verstehen, liefert die Analyse des Strommarktgeschehens wertvolle Anhaltspunkte. Die Entwicklung des Strommarktes seit Beginn der Liberalisierung lässt sich auf drei Ebenen nachvollziehen, die in diesem Kapitel diskutiert werden. Zum einen hat sich die fundamentale Struktur von Angebot und Nachfrage im Laufe der Zeit weiterentwickelt (Ebene 1). Hierbei spielt der Binnenmarkt eine wichtige Rolle (Ebene 2), dessen Entwicklung im zweiten Abschnitt diskutiert wird. Die Auswirkungen dieser Prozesse auf den Strommarkt werden im dritten Abschnitt anhand des Verlaufs der Strompreise nachvollzogen, in denen sich die fundamentale Entwicklung in Form von Marktergebnissen widerspiegelt (Ebene 3).

DIE LIBERALISIERUNG IN DEUTSCHLAND UND DER EU

Der Ausgangspunkt für die Strommarkt-Liberalisierung war die erste EU-Richtlinie aus dem Jahr 1996, die vorsah die Strommärkte in Europa schrittweise zu liberalisieren. Die EU-Mitglieder kamen auf dem Weg zur vollständigen Liberalisierung jedoch unterschiedlich schnell voran.

Deutschland hat die EU-Richtlinie 1998 mit dem Gesetz zur Neuregelung des EnWG umgesetzt. Als einziger EU-Mitgliedstaat entschied sich Deutschland gegen das Modell eines regulierten Netzzugangs. Stattdessen wurde mit Hilfe der Verbändevereinbarungen I und II das Modell des verhandelten Netzzugangs gewählt, bis diese Möglichkeit 2003 im zweiten EU-Energiebinnenmarktpaket abgeschafft und die heutige Bundesnetzagentur als Regulierungsbehörde gegründet wurde. Dieser Wechsel zum regulierten Netzzugang leistete bereits einen wichtigen Beitrag zur Öffnung des Strommarktes für neue Anbieter.

Die Trennung der Energieversorgung und -erzeugung vom Netzbetrieb war eine weitere zentrale Maßnahme, um das Funktionieren des Binnenmarktes zu verbessern und strukturelle Hemmnisse abzubauen. Diese Entflechtung („Unbundling“) der vormals vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen wurde ebenfalls durch das zweite EU-Energiebinnenmarktpaket angestoßen und mit dem dritten Paket in 2009 weiter vorangetrieben. Da die Entflechtung einen diskriminierungsfreien Netzbetrieb ermöglichen kann, ist sie ein wichtiger Schritt um den Wettbewerb entlang der gesamten Wertschöpfungskette zu fördern.

Die Liberalisierung schafft die Basis für die wettbewerbliche Organisation des Strommarktes und den Endkundenwettbewerb. Sie ist jedoch einer langer und nicht trivia-

ler Prozess. Die Regeln, die den regulierten Netzbereich einerseits und den wettbewerblichen Strommarkt andererseits definieren, sind zudem noch relativ neu. Insbesondere an der Schnittstelle der beiden Bereiche sollten die Regeln deshalb kontinuierlich weiterentwickelt werden, um die Ziele der Liberalisierung zu unterstützen.

2.1 ENTWICKLUNG FUNDAMENTALER FAKTOREN

ANPASSUNG

Die Entwicklung der fundamentalen Faktoren signalisiert, dass ein kontinuierlicher Anpassungsprozess stattfindet ist.

Die fundamentale Entwicklung des Marktes spiegelt sich im Erzeugungsmix wider, der sich im Laufe der letzten Jahre kontinuierlich verändert hat. Im Wesentlichen lassen sich die Änderungen in der Struktur der Erzeugung auf vier Faktoren zurückführen.

- Erstens ist der Anteil der erneuerbaren Energien im Zeitverlauf kontinuierlich angestiegen.
- Zweitens sind auf Basis der energiepolitischen Entscheidungen aus den Jahren 2000 und 2011 bisher zehn Kernkraftwerke stillgelegt worden.
- Drittens ist der CO2-Preis nach einer Hochpreisphase im Jahr 2008 stark gesunken, sodass er seit einigen Jahren ein nahezu vernachlässigbarer Kostenfaktor bei der Einsatzentscheidung von Kraftwerken ist.
- Viertens hat sich der Binnenmarkt stetig weiterentwickelt, wodurch alle verfügbaren Systemelemente (insbesondere Kraftwerke und Netze) effizienter genutzt werden.

Abbildung 1 zeigt die resultierende Entwicklung des Erzeugungsmixes in Deutschland. Der Anteil erneuerbarer Energien ist inzwischen auf 26,2% angewachsen (AGEB, 2015). Die Erzeugung konventioneller Technologien ist dementsprechend zurückgegangen. Die reduzierte Stromerzeugung aus Kernenergie wurde teilweise durch Erzeugung auf Basis von Stein- und Braunkohle kompensiert. Dagegen ist die Stromerzeugung auf Basis von Erdgas in den letzten Jahren gesunken, da ein großer Teil der Nachfrage durch andere Technologien mit geringeren Stromerzeugungskosten gedeckt werden konnte. Insgesamt ist die Erzeugung aus konventionellen Technologien jedoch nicht im gleichen Umfang zurückgegangen, wie die erneuerbaren Strommengen gewachsen sind. Diese Entwicklung ist maßgeblich auf die Wirkung des Binnenmarktes zurückzuführen. Im Binnenmarkt kann ein Teil der im europäischen Vergleich günstigen deutschen Erzeugung aus erneuerbaren Energien und Grundlastkraftwerken exportiert werden. Die deutlich angestiegenen Nettoexporte sind deshalb ein Zeichen für das Flexibilitätspotenzial des Binnenmarktes. Ohne die Nutzung des Binnenmarktes wären mehr erneuerbare Erzeugungsanlagen herunter-

geregelt worden und die Erzeugung konventioneller Technologien wäre deutlich stärker zurückgegangen. Somit wirken die verbesserten Exportmöglichkeiten stabilisierend auf das deutsche Versorgungssystem.

DIE FLEXIBILITÄTSWIRKUNG DES BINNENMARKTES STABILISIERT DAS VERSORGUNGSSYSTEM UND ERMÖGLICHT DIE INTEGRATION GRÖSSERER MENGEN ERNEUERBARER ENERGIEN

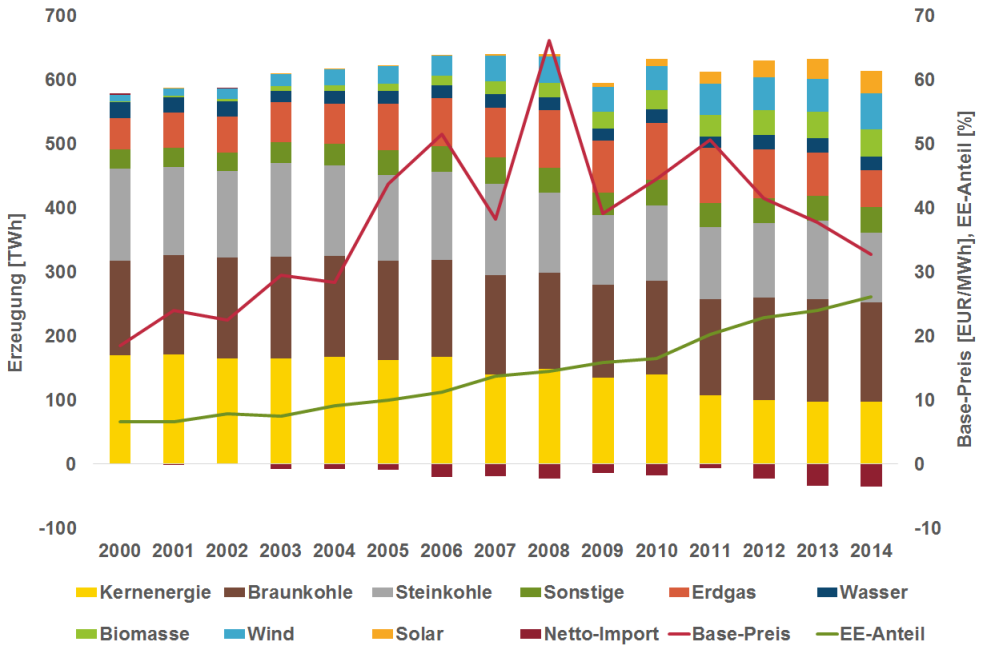


Abbildung 1: Bruttostrom-Erzeugungsmix, Netto-Importe, Base-Preis und EE-Anteil der Jahre 2000 bis 2014.
Quelle: Eigene Darstellung nach AGEB (2015), EEX (2015).

Die Veränderung des Erzeugungsmixes spiegelt sich auch in der Entwicklung des Großhandelsstrompreises wider. Abbildung 1 zeigt die Entwicklung des mittleren Strompreises, der in den letzten Jahren deutlich gesunken ist. Der größere Anteil von Erzeugung aus erneuerbaren und konventionellen Technologien mit relativ geringen variablen Kosten führt zu niedrigen Preisen, während die Flexibilitätswirkung des Binnenmarktes einen stärkeren Preisverfall in Zeiten hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien verhindert. Somit reduziert der Binnenmarkt den Anpassungsdruck auf den Kraftwerkspark, da der erzeugte Strom zusätzliche Abnehmer im Ausland findet. Dennoch wirkt sich das aktuelle Preisniveau bereits signifikant auf die Wirtschaftlichkeit bestehender Erzeugungskapazitäten aus.

Entwicklung der Erzeugungskapazitäten

Aus diesem Grund wird derzeit geplant, diejenigen Kraftwerke stillzulegen, die sich angesichts der derzeitigen Überkapazitäten nicht rentieren. Abbildung 2 zeigt auf Basis der BNetzA-Kraftwerksliste (Stand Oktober 2014) und der Mittelfristprognose der ÜNB (Stand November 2014) eine mögliche Entwicklung der deutschen Erzeugungskapazitäten. Zur Orientierung wird ebenfalls die Annahme zur Spitzenlast aus dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2015 abgebildet (BNetzA, 2014c). Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass eine derartige Gegenüberstellung keinerlei Rückschlüsse auf die Fähigkeit des Systems zur Lastdeckung zulässt, u.a. da weder Effekte des Im- und Exports noch von flexiblen Verbrauchern sowie Nicht-Verfügbarkeiten von Erzeugungsanlagen berücksichtigt werden.

DER DEUTSCHE KRAFTWERKSMIX PASST SICH KONTINUIERLICH AN DEN STEIGENDEN ANTEIL ERNEUERBARER ERZEUGUNSKAPAZITÄTEN UND DIE FORTSCHREITENDE EINBINDUNG IN DEN BINNENMARKT AN

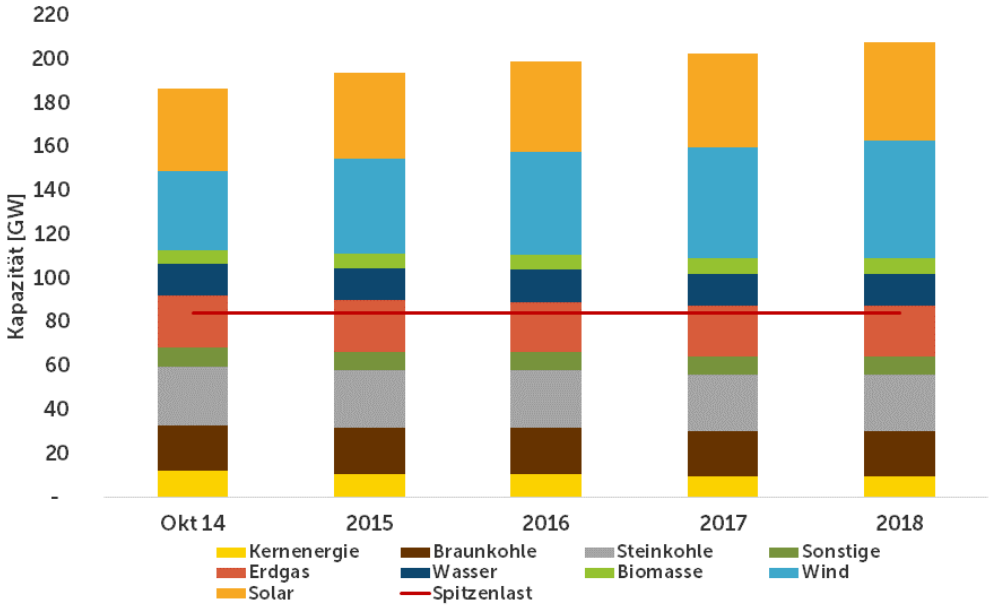


Abbildung 2: Entwicklung der Erzeugungskapazitäten und Spitzenlast in Deutschland. Quelle: Eigene Darstellung nach BNetzA (2014a), BNetzA (2014b), BNetzA (2014c).

Die Darstellung in Abbildung 2 basiert auf diversen Annahmen über zukünftige Entwicklungen. So finden sich in der Kraftwerksliste der BNetzA die derzeit angemeldeten Stilllegungen und Neubauten wieder, die jedoch in Zukunft weiteren Veränderungen unterliegen können. Das gleiche gilt für die Abschätzung der Entwicklung der erneuerbaren Energien in der Mittelfristprognose. Auch die dargestellte Spitzenlast hängt neben konjunkturellen und klimatischen Unsicherheiten u.a. von den Effekten

von Energieeffizienz-Maßnahmen ab. Häufig wird deshalb aus Gründen der eingeschränkten Prognostizierbarkeit z.B. ein historischer Spitzenwert als Annahme herangezogen.

Spitzenlastentwicklung

Um die Unsicherheit über die zukünftige Spitzenlastentwicklungen zu verdeutlichen, stellt Abbildung 3 eine Reihe von Annahmen verschiedener Quellen zusammen. Die Quellen sind jedoch nicht unmittelbar miteinander vergleichbar, da u.a. industrielle Eigenerzeugung unterschiedlich berücksichtigt wird. Dennoch lässt sich die Richtung der Annahmen vergleichen. Während einige der dargestellten Szenarien einen Anstieg der Spitzenlast zeigen, gehen andere von einem Rückgang aus. Die jeweils angenommene Spitzenlast sollte jedoch nicht als Untergrenze für konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Deutschland interpretiert werden. Zum einen sind in Zeiten hoher Nachfrage Stromimporte möglich, zum anderen kann der flexible Teil der Nachfrage mit entsprechendem Lastmanagement reagieren. Hinzu kommt die Einspeisung aus erneuerbaren Energien, die zur Deckung der Nachfrage beiträgt. Um den Effekt der erneuerbaren Energien zu veranschaulichen, stellt Abbildung 3 ebenfalls die historische Spitzenlast und die entsprechende residuale Spitzenlast dar.[1] Diese Betrachtung vernachlässigt jedoch, dass die grenzüberschreitende Verfügbarkeit von Windenergie höher ist, als die nationale. Diese positiven Ausgleichseffekte führen dazu, dass der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Deckung der Spitzenlast steigt. Aus diesem Grund wird in Kapitel 3 erläutert, wie die Wirkung der erneuerbaren Energien und des Binnenmarktes bei der Bewertung der Versorgungssicherheit berücksichtigt werden sollte.

[1] Die residuale Spitzenlast ergibt sich grundsätzlich aus der Differenz von maximaler Last und der Einspeisung erneuerbarer Energien. Da die Spitzenlast in Deutschland an Winterabenden auftritt und so in Stunden ohne PV-Einspeisung fällt, wurde in Abbildung 3 lediglich Windenergie berücksichtigt. Durch die zusätzliche Berücksichtigung der wetterunabhängigen Einspeisung aus Biomasseanlagen würde die residuale Spitzenlast gegenüber den hier angegebenen Werten weiter sinken.

UNSICHERHEITEN ÜBER DIE ZUKÜNFTIGE LASTENTWICKLUNG SPIEGELN SICH IN DER GROSSEN BANDBREITE DER PROGNOSEN ZUR SPITZENLAST-ENTWICKLUNG WIDER

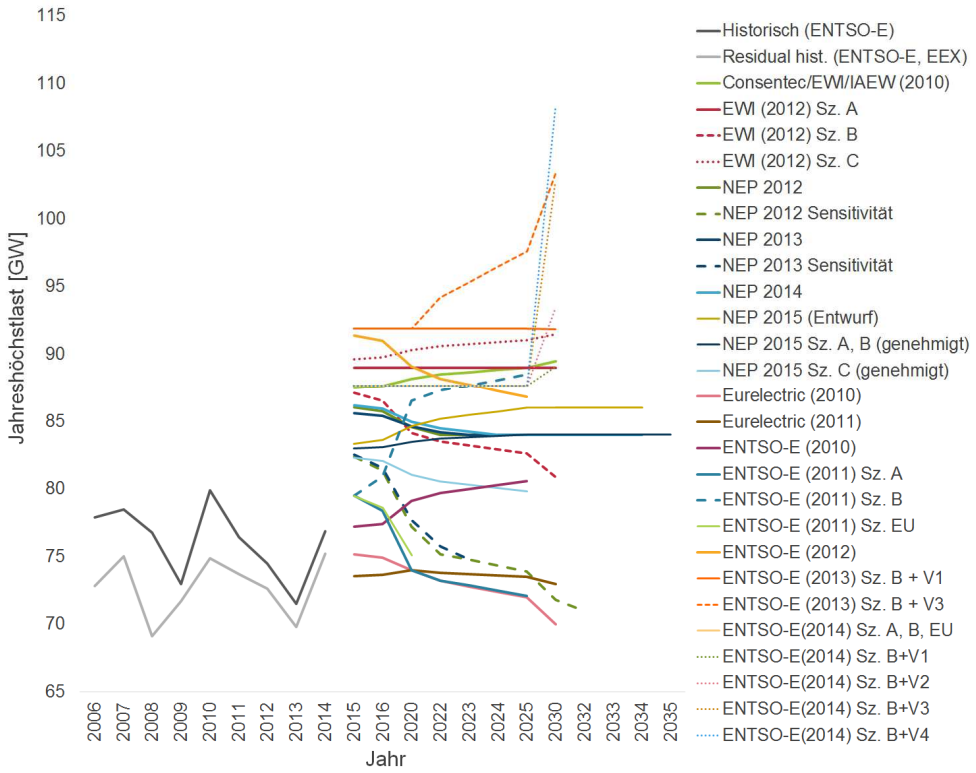


Abbildung 3 : Historische Jahreshöchstlasten und residuale Jahreshöchstlasten sowie Spitzenlastprognosen für Deutschland.
Quelle: Eigene Darstellung nach diversen Quellen (siehe Legende).

Im folgenden Abschnitt wird diskutiert, warum die jeweiligen nationalen Spitzenlasten umso weniger relevant sind, je besser sich der Binnenmarkt entwickelt.

2.2 ENTWICKLUNG DES BINNENMARKTES

DAS ZIEL

Die Entwicklung des Binnenmarktes macht eine europäische Betrachtung erforderlich und ermöglicht die Nutzung von Kostensenkungs- und Flexibilisierungspotenzialen.

Da sich die Marktprozesse innerhalb der deutsch-österreichischen Marktzone immer weniger von den Entwicklungen im europäischen Binnenmarkt abgrenzen lassen, werden im Folgenden zuerst die Auswirkungen des Binnenmarktes diskutiert, bevor in Abschnitt 2.3 die Entwicklung der Marktergebnisse diskutiert wird.

2.2.1 Wirkung des Binnenmarktes auf Preise

Durch die Binnenmarktintegration wird der Handel zwischen den Marktzonen optimiert, sodass insbesondere Kraftwerke und Übertragungsnetze besser genutzt werden. Auf diese Weise können in den beteiligten Märkten Kosten eingespart werden, da günstigere Erzeuger zum Einsatz kommen. Mit dieser Kostensenkung und dem intensivierten grenzüberschreitenden Wettbewerb trägt der Binnenmarkt maßgeblich zu den zentralen Zielen der Liberalisierung bei.

Vor diesem Hintergrund stellt die im November 2010 gestartete Kopplung der zentral-westeuropäischen Marktzonen Deutschland-Österreich, Frankreich, Niederlande, Belgien und Luxemburg einen wichtigen Schritt der Binnenmarktintegration dar. Mit der Erweiterung um Großbritannien, die nordischen und baltischen Märkte sowie um Polen (über den SwePol-Interkonnektor mit Schweden) im Februar 2014 wurde der Integrationsprozess weiter vorangetrieben. Inzwischen sind auch Spanien, Portugal, Italien und Slowenien an der sogenannten Multi-Regionen-Kopplung beteiligt, die nun 19 Länder umfasst (vgl. Abbildung 4). Im Zuge der Marktkopplung wird das Handelsergebnis so berechnet, dass die vorhandenen Übertragungskapazitäten zwischen den Märkten effizienter genutzt werden. Auf diese Weise können internationale Anbieter und Nachfrager einen größeren Beitrag zur Markträumung leisten.

DIE MULTI-REGIONEN-MARKTKOPPLUNG SENKT DIE ERZEUGUNGSKOSTEN IM BINNENMARKT

Abbildung 4 : Marktgebiet der Multi-Regionen-Kopplung (blau).
Quelle: Eigene Darstellung.

Ein Hinweis auf die bessere Nutzung der Austauschmöglichkeiten ist eine Annäherung der Großhandelspreise von benachbarten Märkten. Konvergierende Preise sind ein Indiz für Handel und somit für verringerte Erzeugungskosten.[2] Denn die Großhandelspreise nähern sich an, wenn Länder mit geringeren Grenzkosten der Erzeugung mehr Strom in Länder mit höheren Grenzkosten der Erzeugung exportieren. Abbildung 5 stellt die Entwicklung der Preiskonvergenz zwischen Deutschland und Frankreich (rechts), sowie zwischen Deutschland und den Niederlanden (links) dar. Die blauen Flächen zeigen den Anteil der Stunden des Jahres, in denen der Preisunterschied zwischen den jeweiligen Ländern kleiner als ein Euro pro Megawattstunde war. Dieser Anteil ist mit der Marktkopplung Ende 2010 deutlich angestiegen. In 2011 lag er für die Marktzonen Deutschland-Österreich und die Niederlande auf dem bisherigen Spitzenwert von 90%, zwischen Deutschland und Frankreich auf 70%.

[2] Der effizientere Handel ist nicht der einzig mögliche Grund für Preiskonvergenz. Beispielsweise kann auch eine Annäherung der Erzeugungskosten in den Märkten zu Preiskonvergenz beitragen.

DIE HÖHERE PREISKONVERGENZ IST EIN INDIZ DAFÜR, DASS POTENZIALE ZUR KOSTENSENKUNG GENUTZT WERDEN, DIE SICH EBENFALLS IN NIEDRIGEN STROMPREISEN WIDERSPIEGELN

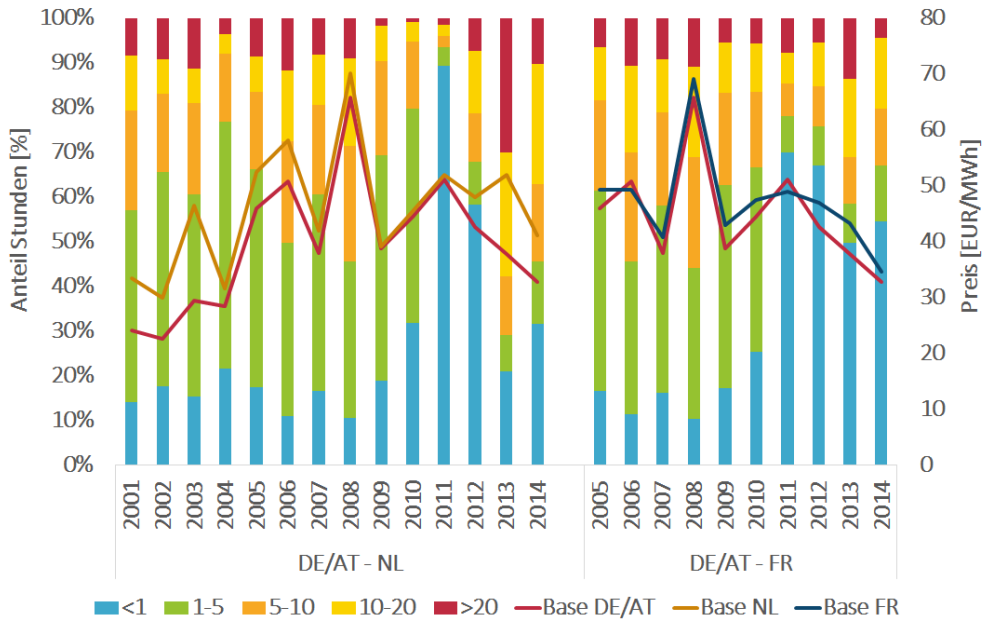


Abbildung 5: Preiskonvergenz der deutschen und niederländischen (links) sowie der deutsch-österreichischen und französischen Day-Ahead-Märkte in den Jahren 2001 bis 2014.
Quelle: Eigene Berechnung nach EEX (2015), APX (2015).

Durch das steigende Ungleichgewicht zwischen dem Erzeugungsmix bzw. den Erzeugungskosten der Nachbarmärkte hat sich der Anteil der Stunden mit geringen Preisunterschieden wieder verringert. Wie in Abschnitt 2.1 beschrieben, wächst in Deutschland der Erzeugungsanteil mit niedrigen Grenzkosten, sodass die Exporte von Deutschland in die Nachbarländer steigen. Angesichts begrenzter Transportkapazitäten sind die Interkonnektoren jedoch häufig ausgelastet, bevor sich die Preise in den Märkten vollständig angleichen können. Trotz rückläufiger Preiskonvergenz gilt weiterhin, dass im Binnenmarkt insgesamt die Kosten für die Konsumenten sinken. Zudem profitieren die beteiligten Länder von der Flexibilität des grenzüberschreitenden Austauschs in Form einer höheren Versorgungssicherheit (vgl. Kapitel 3 und 4).

2.2.2 Wirkung des Binnenmarktes auf die benötigte Erzeugungskapazität

Mit der Optimierung des grenzüberschreitenden Handels werden Übertragungsnetzkapazitäten besser genutzt, sodass sich die Auslastung der Kraftwerke in den jeweiligen Marktzonen ändert. Gleichzeitig können die benachbarten Marktzonen durch die verbesserte Nutzung des Netzes stärker davon profitieren, dass sich regionale Schwankungen der Nachfrage und der Einspeisung erneuerbarer Energien durchmischen. Diese Durchmischungseffekte führen dazu, dass Extremsituationen mit einer überregional sehr hohen Nachfrage bei gleichzeitig geringer EE-Einspeisung seltener bzw. weniger stark auftreten. Dadurch sinkt schließlich der Gesamtbedarf an Erzeugungskapazität im Binnenmarkt. Um die Wirkungsweise dieser Effekte zu veranschaulichen, können historische Nachfrage- und EE-Zeitreihen untersucht werden. Die folgenden Auswertungen stützen sich auf eine stichprobenartige Untersuchung verschiedener Marktzonen und Jahre.

DURCHMISCHUNGSEFFEKTE VON LAST UND EE-EINSPEISUNG IM BINNENMARKT FÜHREN ZU EINSPARMÖGLICHKEITEN AN GESICHERTER LEISTUNG

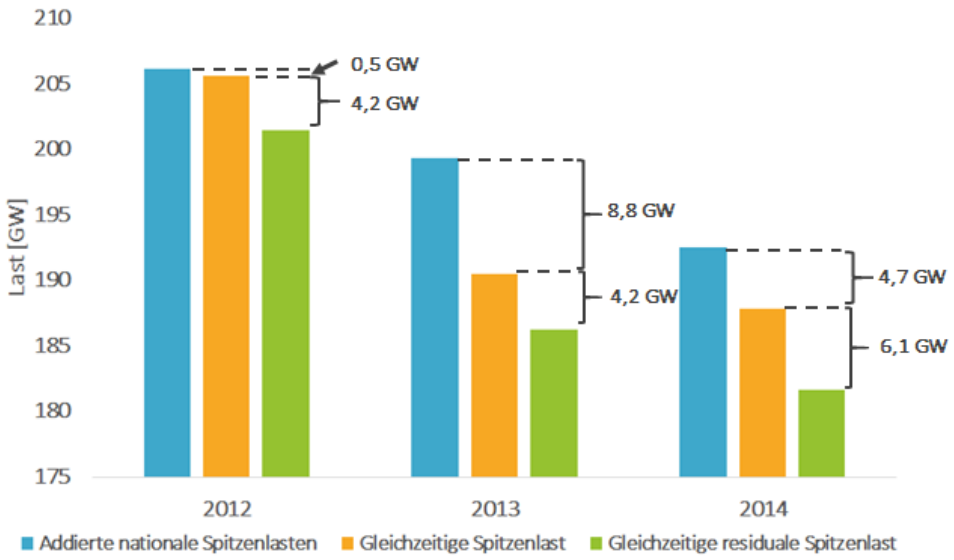


Abbildung 6: Jahreshöchstlasten und residuale Jahreshöchstlasten in Deutschland, Österreich, Frankreich, Belgien und Dänemark für 2012 bis 2014.
Quelle: Eigene Berechnung nach EEX (2015), ENTSO-E (2015), APG (2015), RTE (2015), Elia (2015), Nord Pool Spot (2015).

Abbildung 6 veranschaulicht, wie Durchmischungseffekte im Binnenmarkt Einsparmöglichkeiten an gesicherter Leistung schaffen können.[3] Die ersten Balken (blau) zeigen die addierten, nationalen Spitzenlasten von Deutschland, Österreich, Frankreich, Belgien und Dänemark für die Jahre 2012 bis 2014. Die zweiten Balken (orange) stellen im Vergleich dazu die jährliche zeitgleiche Spitzenlast aller genannten Länder dar, die aufgrund der Durchmischungseffekte unterhalb der addierten Spitzenlasten liegt. Die Differenz zwischen den Werten weist auf die mögliche Einsparung an gesicherter Leistung hin, die bei ausreichend verfügbaren Interkonnektor-Kapazitäten realisiert werden könnte.

Diese Betrachtung vernachlässigt jedoch noch die Ausgleichseffekte erneuerbarer Energien. Die kombinierten Gleichzeitigkeitseffekte von Last und erneuerbaren Energien werden durch den dritten Balken (grün) deutlich, der die gleichzeitige residuale Spitzenlast wiedergibt.[4] Durch die zusätzlichen Ausgleichseffekte ergeben sich im Vergleich zum Ausgangspunkt der addierten nationalen Spitzenlasten theoretische Einsparmöglichkeiten von 4,7 GW (2012), 13 GW (2013) und 10,9 GW (2014), die bei ausreichenden Übertragungskapazitäten hätten realisiert werden können. Aufgrund der begrenzten Datenverfügbarkeit ist die Repräsentativität dieses Beispiels eingeschränkt. Allerdings wurden lediglich vier der neun Nachbarländer Deutschlands berücksichtigt. Eine geografisch umfassendere Analyse würde voraussichtlich zu größeren Beiträgen führen (vgl. Kapitel 3).

Wie groß die Einsparmöglichkeiten an gesicherter Leistung aufgrund der Marktkopplung tatsächlich sind, wird maßgeblich davon beeinflusst, wie viel Interkonnektor-Kapazitäten verfügbar sind und wie effizient diese bewirtschaftet werden. Im Scenario Outlook and Adequacy Forecast nimmt ENTSO-E für das Jahr 2014 an, dass rund 17 GW an Net Transfer Capacities (NTC) für den Export aus Deutschland zur Verfügung stehen und rund 18 GW für den Import nach Deutschland. Laut dem genehmigten Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2015 sollen sich diese Werte bis 2035 nahezu verdoppeln (BNetzA, 2014c). Auch auf europäischer Ebene wird im Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) davon ausgegangen, dass sich die Austauschkapazitäten der Länder im Schnitt verdoppeln werden (ENTSO-E, 2014). Die geplante Steigerung der Übertragungskapazitäten deutet darauf hin, dass die Durchmischungseffekte im Binnenmarkt zukünftig verstärkt genutzt werden können.

[3] Die hier verwendete Datengrundlage bilden von den Übertragungsnetzbetreibern und von ENTSO-E veröffentlichte stündliche Zeitreihen. Da die nationalen Lastdaten nicht die vollständige Nachfrage abdecken (u.a. da Eigenerzeugung nicht vollständig erfasst wird), kann deren absolute Höhe nicht eindeutig bestimmt werden. Der zeitliche Lastverlauf kann für diesen Zeitraum jedoch als repräsentativ angesehen werden.

[4] Die residuale Spitzenlast entspricht dem Maximum der stündlichen Differenz aus Last und Einspeisung erneuerbarer Energien. An dieser Stelle wird zur Ermittlung der Residuallast ausschließlich die Einspeisung aus Windenergieanlagen berücksichtigt. Wiederum gilt, dass die zusätzliche Berücksichtigung der wetterunabhängigen Einspeisung aus Biomasseanlagen die residuale Spitzenlast im Vergleich zum hier betrachteten Wert weiter reduzieren würde.

Weitere Entwicklung des Binnenmarktes

Sowohl durch den Netzausbau als auch durch die Weiterentwicklung der Marktkopplung wird die Binnenmarktintegration weiter voranschreiten. So wird 2015 in Zentral-Westeuropa die lastflussbasierte Marktkopplung eingeführt. Dadurch wird der grenzüberschreitende Stromhandel weiter optimiert, da mehr Informationen über den physischen Stromfluss bei der Markträumung berücksichtigt werden. Den Fortschritten bei der Integration der europäischen Strommärkte stehen jedoch mögliche zukünftige Hemmnisse gegenüber. Derzeit diskutieren einige EU-Mitgliedsstaaten, ob Erzeugungskapazität explizit vergütet werden soll. Großbritannien und Frankreich haben bereits beschlossen, Kapazitätsmärkte einzuführen. Für den Binnenmarkt können diese Kapazitätsmärkte eine Herausforderung darstellen – und ebenso für die Nutzung der beschriebenen Potenziale zur Kostensenkung. So warnt die EU Kommission, dass „inkompatible oder schlecht designte Kapazitätsmechanismen das Risiko bergen, dass der Handel, die Erzeugung und die Investitionsentscheidungen im Strombinnenmarkt verzerrt werden. Sie bergen auch das Risiko, dass innovative Lösungen, zum Beispiel Energiedienstleister, die die Nachfrage auf Basis des Großhandelsstrompreises steuern, abgeschreckt werden und stattdessen erzeugungsseitige Lösungen (mit potenziell hohen CO2-Emissionen) zementiert werden.“[5] An gleicher Stelle heißt es weiter: „Wenn Kapazitätsmechanismen im Elektrizitätsbinnenmarkt verbreiteter werden, werden die potenziell verzerrenden Effekte größer.“ Diese Kritik basiert auf der Tatsache, dass Kapazitätsmechanismen die Anreize für Flexibilitätsoptionen und die Nutzung der Erzeugungskapazitäten im Binnenmarkt verändern. In der Folge können solche nationalen Maßnahmen dazu führen, dass Potenziale zur Kostensenkung ungenutzt bleiben.

2.3 MARKTENTWICKLUNG

ANREIZE

Preissignale reizen marktadäquates Verhalten auf Basis von Präferenzen an.

Die fundamentale Entwicklung des Versorgungssystems hängt unmittelbar mit der Entwicklung des Strommarktes zusammen. Dabei ist der Strompreis ein wesentlicher Indikator für das Verhältnis von Angebot und Nachfrage.

2.3.1 Preisentwicklung

Die Struktur der Strompreise gibt Aufschluss über die jeweilige Marktphase. Anhand der in Abbildung 7 dargestellten Entwicklung der stündlichen Großhandelspreise seit Einführung des Börsenhandels bis zum Ende des Jahres 2014 lassen sich bereits verschiedene Marktphasen erkennen. Zu Beginn der Liberalisierung führten die in der

[5] Eigene Übersetzung nach EU-Kommission (2013), S. 26.

Monopolzeit aufgebauten Überkapazitäten zu dem bisher niedrigsten Preisniveau. Als Resultat wurden unwirtschaftliche Kraftwerke vorübergehend oder endgültig stillgelegt, wodurch sich ein nachhaltigeres Preisniveau einstellte. Die Preisspitzen in den Jahren 2002 bis 2003 sowie zwischen 2006 und 2008 zeigen, dass in diesen Jahren das Angebot relativ knapp war, das Wettbewerbsniveau noch nicht auf dem heutigen Niveau lag und der Markt den Bedarf an zusätzlichen Erzeugungskapazitäten signalisierte. Anhand von Abbildung 7 lässt sich auch erkennen, dass hohe Preisspitzen nicht zwangsläufig mit einem hohen durchschnittlichen Strompreis einhergehen. So war das Jahr mit den höchsten Preisspitzen (2006) nicht gleichzeitig das Jahr mit dem höchsten Preisniveau (2008).

DIE BESTEHENDEN ÜBERKAPAZITÄTEN SPIEGELN SICH SOWOHL IN DER REDUKTION DER PREISSPITZEN ALS AUCH IM AKTUELL NIEDRIGEN NIVEAU DES GROSSHANDELSPREISES WIDER

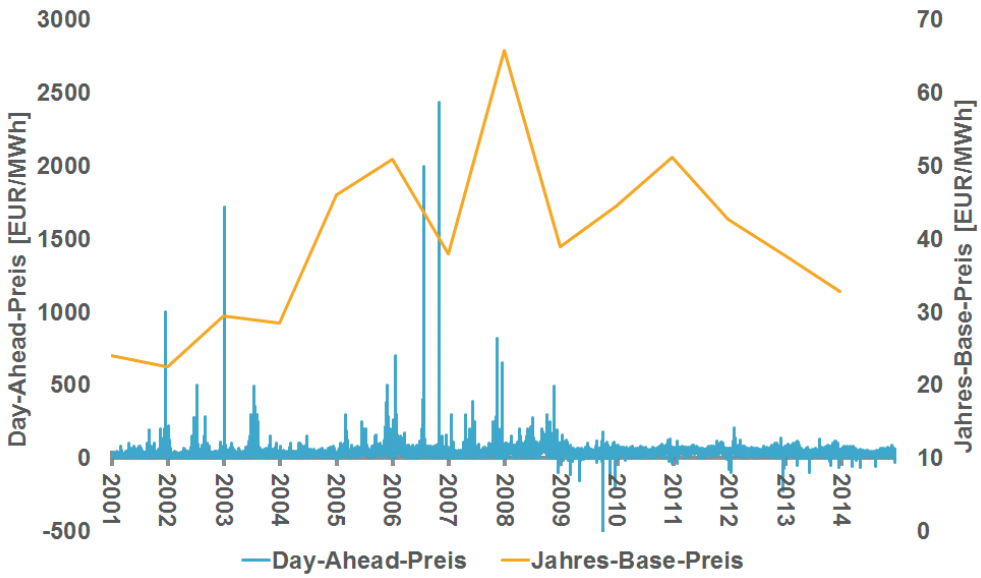


Abbildung 7: Day-Ahead-Strompreise in der deutschen Marktzone in den Jahren 2001 bis 2014.
Quelle: Eigene Darstellung nach EEX (2015).

In den vergangenen Jahren hat sich am Spotmarkt ein vergleichsweise niedriges Preisniveau eingestellt. Dies ist vor allem auf vier Faktoren zurückzuführen:

1. Vergleichbar mit den Anfangsjahren der Liberalisierung bestehen u.a. aufgrund der besseren Nutzung der Übertragungskapazitäten im Binnenmarkt und aufgrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien regionale Überkapazitäten, die im Zeitverlauf abgebaut werden.

2. Der steigende Anteil erneuerbarer Energien führt außerdem dazu, dass der aktuelle Kraftwerkspark nicht mehr optimal zusammengesetzt ist. In Konsequenz wird der Preis häufig durch Grund- und Mittellastkraftwerke mit relativ niedrigen variablen Kosten gesetzt.
3. Einige europäische Länder leiden zudem weiterhin unter einer schwachen Konjunktur, sodass im Binnenmarkt viele Erzeugungsoptionen einer relativ schwachen Stromnachfrage gegenüberstehen.
4. Die schwache Stromnachfrage ist auch einer der Gründe für den aktuell niedrigen CO2-Preis, der die variablen Erzeugungskosten fossiler Kraftwerke zusätzlich verringert.

Im derzeit niedrigen Preisniveau spiegeln sich also verschiedene Entwicklungen wider, die zudem eng miteinander verknüpft sind. Insgesamt ist die Preisentwicklung anhand der fundamentalen Einflussfaktoren nachvollziehbar und deutet auf einen funktionsfähigen Markt hin.

2.3.2 Wirkung und Bedeutung von Preisspitzen für den Strommarkt

Die Preisstruktur und insbesondere die Preisspitzen spielen für die Strategien der Marktteilnehmer eine große Rolle. Um das Risiko einer teuren Strombeschaffung zu reduzieren, verteilen Konsumenten ihren Einkauf üblicherweise auf Handelsgeschäfte mit unterschiedlich langen Laufzeiten. Ein Teil der Nachfrage wird über Termingeschäfte gedeckt, während ein anderer Teil kurzfristig auf dem Day-Ahead-Markt beschafft wird. Die Höhe der jeweiligen Anteile hängt von der individuellen Einschätzung von Chancen und Risiken ab. Allgemein lässt sich jedoch sagen, dass das Risiko von Preisspitzen zu einer langfristigeren Beschaffungsstrategie führt. Eine kurzfristige Beschaffung wird hingegen gewählt, wenn sich die Chance auf niedrige Preise ohne das Risiko von Preisspitzen bietet. Seit dem Jahr 2009 konnte auf dem Day-Ahead-Markt kein Preis oberhalb von 250 EUR/MWh mehr beobachtet werden. Damit hat sich gleichzeitig das mit kurzfristigen Beschaffungsgeschäften am Strommarkt verbundene Risiko deutlich reduziert. In den letzten Jahren konnte sich ein Stromeinkäufer sehr sicher sein, dass der Strompreis im für ihn relevanten Zeitraum nicht wesentlich steigen würde, sodass eine langfristige Eindeckung unattraktiv war. Vielmehr kam es in den letzten Jahren regelmäßig zu negativen Strompreisen.[6] Negative Preise signalisieren zum einen den Bedarf nach Flexibilität (Nicolosi, 2010), und bieten Konsumenten zum anderen einen Anreiz zur kurzfristigen Beschaffung. Abbildung 8 stellt die Häufigkeit verschiedener Preisspitzen auf dem Day-Ahead-

[6] Seit September 2008 werden negative Strompreise am Day-Ahead Markt zugelassen.

Markt seit dem Jahr 2002 dar, sowie das Handelsvolumen eines Terminmarktprodukts und des dazugehörenden Preises.

DER PREIS FÜR TERMINKONTRAKTE STEIGT UND VERBESSERT DIE WIRTSCHAFTLICHE SITUATION VON ERZEUGERN, WENN TERMINGESCHÄFTE DURCH PREISSPITZEN ANGEREIZT WERDEN

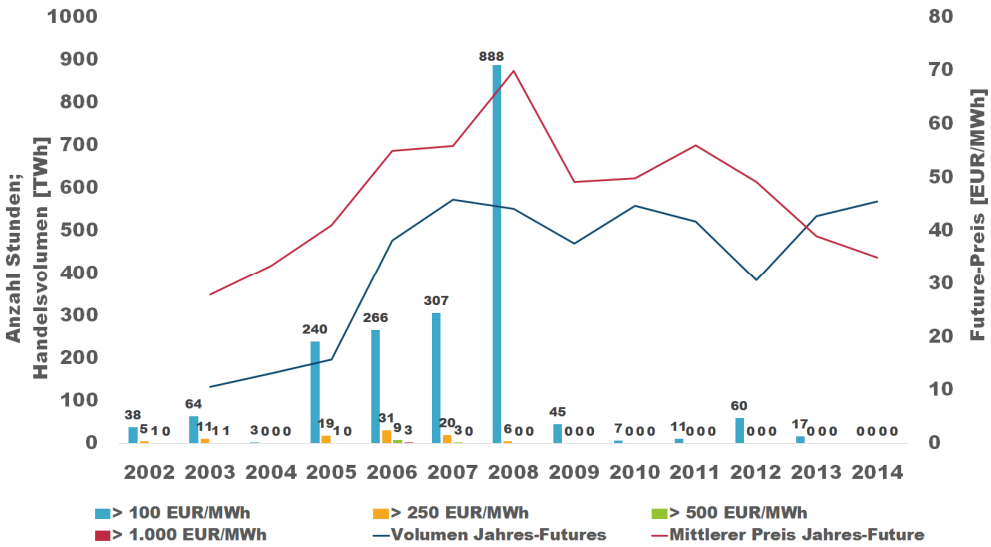


Abbildung 8: Häufigkeit von Preisspitzen auf dem Day-Ahead-Markt, Handelsvolumen von Jahres-Futures und durchschnittliche Preise von Jahres-Futures in der deutsch-österreichischen Marktzone.
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von EEX (2015).

Wie in Abbildung 8 ersichtlich wird, führen ein hohes Preisniveau und viele Preisspitzen in der Tendenz dazu, dass das Volumen am Terminmarkt steigt und somit auch der Preis für das dazugehörige Terminprodukt. Wie bereits erwähnt, basiert die Beschaffungsstrategie auf der individuellen Einschätzung von Chancen und Risiken. Wenn Marktteilnehmer vermuten, dass sich eine Trendwende andeutet, können sie auch von dem beschriebenen Muster abweichen. So ist trotz des derzeit niedrigen Preisniveaus auf dem Day-Ahead-Markt das Handelsvolumen am Terminmarkt in jüngster Vergangenheit wieder angestiegen. Dies könnte darauf hindeuten, dass sich Marktteilnehmer aktuell günstige Preise am Terminmarkt sichern möchten, weil sie von einem zeitnahen Preisanstieg aufgrund der anstehenden Marktbereinigung ausgehen.

2.3.3 Entwicklung des Marktwertes erneuerbarer Energien

Ebenso wie die Entwicklung des Binnenmarktes hat auch der steigende Anteil erneuerbarer Energien Auswirkungen auf den Strompreis. Ihr kurzfristig preissenkender Effekt basiert darauf, dass in Zeiten mit einer hohen Einspeisung erneuerbarer Energien weniger konventionelle Kraftwerke benötigt werden und somit der Großhandelspreis sinkt. Langfristig passt sich der Kraftwerkspark durch die Erhöhung des Anteils an Spitzenlast-Technologien an. Das mittlere Preisniveau stabilisiert sich, während gleichzeitig die Preisvolatilität zunimmt.[7]

Die Strompreise wirken sich wiederum auf den Marktwert der erneuerbaren Energien aus. Der Marktwert entspricht dabei dem am Großhandelsmarkt erzielten mengengewichteten Durchschnittspreis des erneuerbaren Stroms. Um die Entwicklung des Marktwertes im Verhältnis zum durchschnittlichen Strompreis darzustellen, bietet sich die Betrachtung des Marktwertfaktors an: Dieser Faktor ergibt sich aus der Division des Marktwertes durch den durchschnittlichen Großhandelspreis. Abbildung 9 stellt die Entwicklung des Marktwertfaktors von PV- und Windstrom dem Ausbau der jeweiligen Erzeugungskapazitäten gegenüber.

EIN FLEXIBLER STROMMARKT STABILISIERT DEN MARKTWERT ERNEUERBARER ENERGIEN UND SENKT DIE FÖRDERKOSTEN

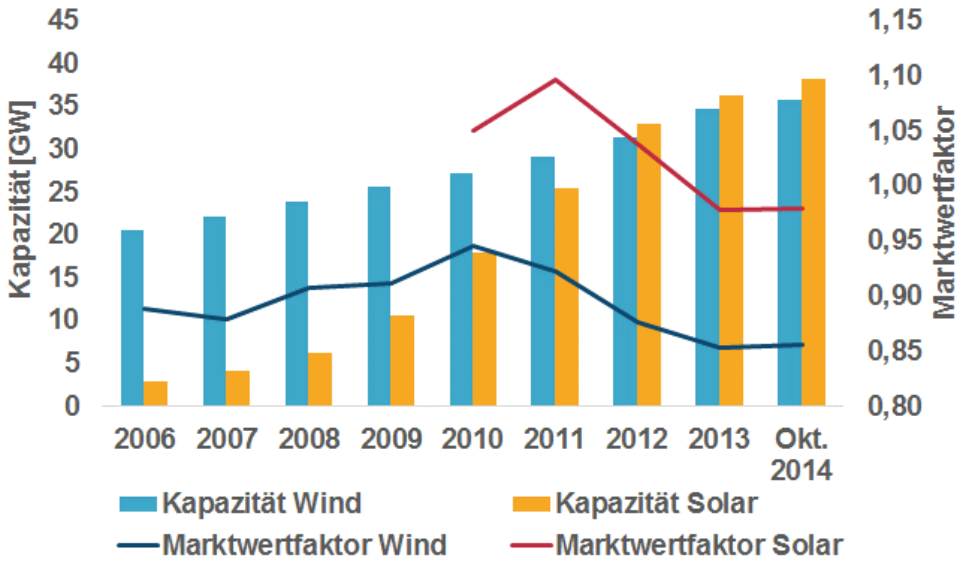


Abbildung 9: Entwicklung der installierten Leistung und der Marktwertfaktoren für Wind- und Solarstrom in Deutschland zwischen 2006 und 2014.
Quelle: Eigene Darstellung nach BMWi (2014), BNetzA (2014a) und EEX (2015).

[7] Siehe Connect (2014) für eine ausführlichere Diskussion dieses Effektes.

Solarenergie hatte zu Beginn des Untersuchungszeitraums einen Marktwertfaktor größer als eins. Das bedeutet, dass der Wert von Solarstrom über dem durchschnittlichen Strompreis lag. Denn Solarenergie wurde vor allem in Stunden mit einer hohen Stromnachfrage eingespeist und damit insgesamt in Stunden mit einem eher überdurchschnittlichen Strompreis. Werden jedoch mehr PV- und Windstrom-Anlagen zugebaut, die häufiger gleichzeitig Strom einspeisen, dann sinkt in der Regel der Marktwertfaktor. Zudem hat der PV-Ausbau dazu geführt, dass die zusätzliche Einspeisung von PV-Strom zur Mittagszeit den Strompreis häufig absenkt, obwohl die Erzeugung mit der mittäglichen Nachfragespitze zusammenfällt. Der Wert des Solarstroms ist entsprechend gesunken und liegt seit 2013 unter dem durchschnittlichen Strompreis. Diese Entwicklung lässt sich anhand von Abbildung 9 nachvollziehen.

Das Absinken des Marktwertes der erneuerbaren Energien wird jedoch reduziert, je flexibler der Strommarkt auf das Angebot des erneuerbaren Stroms reagiert. Bestehen beispielsweise viele Austauschmöglichkeiten mit dem Ausland, dann fällt der Preis in Stunden mit hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien weniger stark ab. Das gleiche gilt, wenn die Nachfrage nach Strom sensibel auf den Strompreis reagiert. Durch die Flexibilisierung stabilisiert sich dementsprechend der Marktwert der erneuerbaren Energien. Ein höherer Marktwert führt schließlich zu geringeren Förderkosten, die sich aus der Differenz zwischen Marktwert und Vergütung ergeben.

2.4 ZWISCHENFAZIT

Die aktuelle Marktsituation mit niedrigen Strompreisen und Überkapazitäten ist auf mehrere Einflussfaktoren zurückzuführen und gibt Hinweise auf zusätzlichen Anpassungsbedarf im Zuge des Transformationsprozesses. Die bereits beobachteten sowie absehbaren Entwicklungen zeigen, dass sich der bestehende Kraftwerkspark anpassen und das Versorgungssystem insgesamt flexibler werden sollte. Der Binnenmarkt wird dabei zu einer zunehmend wichtigen Quelle für Flexibilität im Stromversorgungssystem. Er erleichtert die Ausnutzung von Durchmischungseffekten der Last und der Einspeisung erneuerbarer Energien und senkt so den Bedarf an Erzeugungskapazitäten. Für den Transformationsprozess sind zudem die Preissignale der Strommärkte von großer Bedeutung, da sie eine effiziente Allokation von Kapazitäten und Erzeugung gewährleisten können. Ein flexibler Strommarkt kann zudem zu stabileren Preisen bei hoher Einspeisung erneuerbarer Energien führen und so den Marktwert der erneuerbaren Energien stützen.

3 Versorgungssicherheit

Ein Beitrag von Consentec und r2b energy consulting

Die hohe Bedeutung der Versorgungssicherheit ist bei der Weiterentwicklung des Marktdesigns umfassend zu würdigen. Versorgungssicherheit wird zwar häufig als vorrangiges Kriterium bei der Bewertung eines Marktdesigns herangezogen. Trotz dieses mitunter starken Fokus in der Marktdesigndiskussion wurden das Thema Versorgungssicherheit selbst und insbesondere die Methoden und Kenngrößen zum Monitoring und zur Bewertung der Versorgungssicherheit bisher unzureichend aufbereitet. Damit einher geht auch die Frage nach einer einheitlichen Definition dessen, was unter Versorgungssicherheit im Zusammenhang mit der Diskussion um das Marktdesign verstanden wird und welche Aspekte der Versorgungssicherheit in einem weiteren Sinne davon abzugrenzen sind. Es besteht in diesen Bereichen weiterhin eine Vielzahl an Missverständnissen. Auch wurde bisher den Auswirkungen des europäischen Stromverbundes und der Energiewende auf die Versorgungssicherheit noch nicht genügend Beachtung geschenkt, obwohl beide Entwicklungen häufig im Kontext der Marktdesignentwicklung diskutiert werden.

Die besondere Relevanz der Versorgungssicherheit im Stromsektor lässt sich zu großen Teilen auf die speziellen Eigenschaften des Gutes Strom zurückführen. Insbesondere die Leitungsgebundenheit und die Nichtspeicherbarkeit ökonomisch relevanter Mengen (genauer: Nichtlagerfähigkeit beim Verbraucher) führen zu der Notwendigkeit, dass nicht nur Angebot und Nachfrage auf dem Markt, sondern auch Einspeisungen von Erzeugungsanlagen ins Netz und Entnahmen von Verbrauchern aus dem Netz stets ausgeglichen sein müssen.

Hinsichtlich der Frage nach einer Definition dessen, was im Kontext der Diskussion um das Design des Strommarkts unter Versorgungssicherheit zu verstehen ist, könnte eine Antwort daher wie folgt aussehen: Versorgungssicherheit am Strommarkt bedeutet, dass stets diejenigen Nachfrager elektrische Energie beziehen können, deren Zahlungsbereitschaft (Nutzen) höher als der Marktpreis (Kosten) ist und die diese Zahlungsbereitschaft am Markt offenbaren. Sie berücksichtigt somit die Verbraucherpräferenzen und beinhaltet eine langfristige Sicherung der preisunabhängigen Nachfrage.[8] Davon klar abzugrenzen sind Aspekte, die in der öffentlichen Debatte jedoch stellenweise mit in die Diskussion um Versorgungssicherheit einbezogen werden: So wird bspw. gelegentlich die Frage, ob die Strompreise am Großhandelsmarkt unter-

[8] Für eine ausführliche Einführung in die ökonomischen Grundlagen des Stromsektors verweisen wir auf den ersten Teil der „Leistudie Strommarkt: Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns“ und Leitstudie Strommarkt Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact - Analyse Kapazitätsmechanismen“.

halb eines vorgegeben Niveaus bleiben, mit der Frage der Gewährleistung von Versorgungssicherheit vermischt. Auch gibt es im Stromversorgungssystem insgesamt andere Ursachen, die zu einer Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit führen können, aber auf den Strommarkt und dessen Design keinen Einfluss haben und die insofern von Versorgungssicherheit am Strommarkt abzugrenzen sind. Häufig wird die Frage der Versorgungssicherheit am Strommarkt in der Debatte mit der Gefahr flächendeckender Stromausfälle bzw. eines großräumigen Zusammenbruchs des europäischen Verbundnetzes (‚Blackout') in Verbindung gebracht. Solche Blackouts entstehen jedoch praktisch nur durch größere störungsbedingte technische Ausfälle von Netzbetriebsmitteln im Übertragungsnetz.

Die Bewertung von Versorgungssicherheit fußt in den meisten europäischen Ländern zurzeit auf überwiegend statischen bzw. deterministischen Ansätzen bei einer (weitgehend) isolierten, nationalen Betrachtung. [9]

Eine nationale Betrachtung mit deterministischen Ansätzen war für die in der Vergangenheit weitgehend ausbalancierten nationalen (Monopol-)Systeme, die zudem vorwiegend auf konventioneller thermischer bzw. hydro-thermischer Erzeugung basierten, ggf. vertretbar. Inzwischen hat sich das Stromsystem, wie bereits in Kapitel 1 diskutiert, jedoch zu einem Binnenmarkt weiterentwickelt, der sich zudem durch signifikante Anteile schwankend einspeisender erneuerbarer Energien auszeichnet. Unter solchen veränderten Rahmenbedingungen kann eine nationale Betrachtung auf Basis von Leistungsbilanzen zu einer (ggf. stark) verzerrten Einschätzung von Versorgungssicherheit führen. Sie bildet die realen Bedingungen auf den Märkten nur eingeschränkt ab und wird dem zunehmend probabilistischen Charakter der Einflussfaktoren bei der Betrachtung von Versorgungssicherheit nicht gerecht.

STATUS QUO BEIM MONITORING VON VERSORGUNGSSICHERHEIT IN DEUTSCHLAND

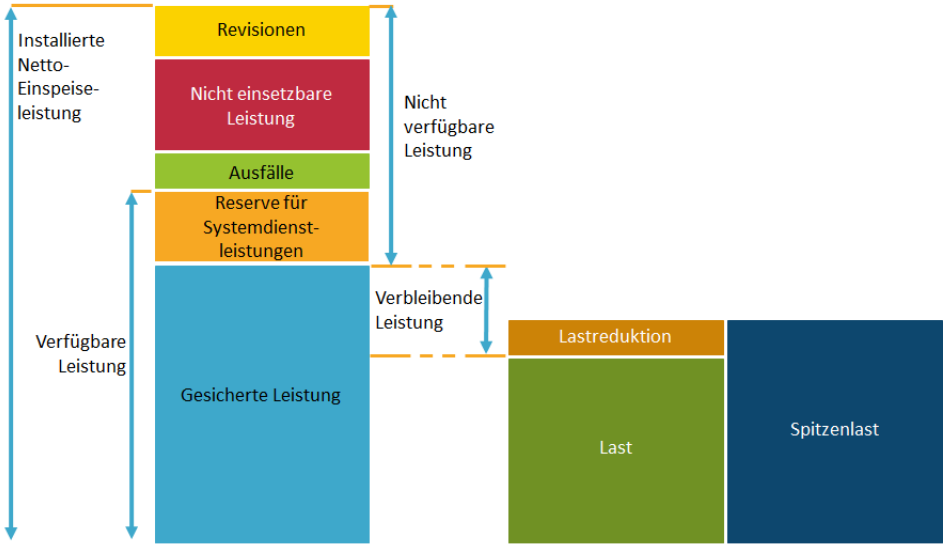
Aktuell sind die ÜNB verpflichtet, jährlich eine auf einer nationalen Betrachtung basierende Leistungsbilanz vorzulegen. Eine solche nationale Leistungsbilanz stellt die als gesichert angenommene Erzeugungsleistung der erwarteten Jahreshöchstlast gegenüber (vgl. ÜNB, 2014a). Das Ziel der Erstellung einer Leistungsbilanz ist es, sie als Indikator dafür zu nutzen, ob Angebot und Nachfrage jederzeit am Markt ausgeglichen werden können. Potenzielle Beiträge von Anbietern im Ausland zur Markträumung werden dabei ebenso wenig berücksichtigt wie mögliche Importbedarfe von Nachbarländern zur Deckung der dortigen Nachfrage.

Beim aktuellen Vorgehen der deutschen ÜNB werden zur Ermittlung der gesichert verfügbaren Erzeugungsleistung für die dargebotsabhängigen Technologien (und

[9] Siehe die Infobox „Status Quo beim Monitoring von Versorgungssicherheit in Deutschland" für eine kurze Übersicht des Vorgehens, bzw. Consentec/r2b (2015) oder ÜNB (2014a) für eine ausführliche Darstellung des Vorgehens.

Biomasse) auf Basis historischer Einspeisezeitreihen analysiert, welcher Teil der Leistung pro Technologie mit einer Wahrscheinlichkeit von 99% zur Verfügung steht. Für die konventionellen Kraftwerke wird die gesichert verfügbare Leistung auf Basis historischer Daten zum Ausmaß nicht geplanter und nicht aufschiebbarer Nichtverfügbarkeiten der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien ermittelt. Es wird dann angenommen, dass die Summe über die je Technologie ermittelten Werte abzüglich einer Reserve für Systemdienstleistung der insgesamt gesicherten Leistung entspricht, die für die Stromerzeugung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast zur Verfügung steht. Lastmanagementpotenziale werden in dem Umfang berücksichtigt, wie ÜNB direkt durch explizite vertragliche Regelungen Zugriff darauf haben.

Nicht nur vernachlässigt diese Herangehensweise grundsätzlich die Auswirkungen des grenzüberschreitenden Stromaustauschs und damit die Realität des europäischen Strombinnenmarkts. Auch bleiben Gleichzeitigkeitseffekte und Ausgleichseffekte von und zwischen EE-Erzeugung, der Verfügbarkeit der konventionellen Kraftwerke und der Last (bei einer überregionalen Betrachtung) weitgehend ausgeblendet. Lastmanagementpotenziale und unkonventionelle Erzeugungsleistungen, wie z.B. Netzersatzanlagen, die ggf. bei entsprechenden Marktpreissignale in Knappheitssituationen von Verbrauchern zusätzlich aktiviert würden, bleiben in der heutigen Herangehensweise ebenfalls unberücksichtigt.



Quelle: Connect Energy Economics auf Basis von ÜNB (2014a).

Ergänzend zur nationalen Leistungsbilanz der deutschen Übertragungsnetzbetreiber erstellt der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E erstellt im jährlichen Scenario Outlook and Adequacy Forecast Leistungsbilanzen auf europäischer Ebene, die sich allerdings wieder auf nationale Bilanzen und statische Bewertungsansätze der einzelnen ÜNB stützen und nur durch eine vereinfachte regionale Analyse ergänzt werden.

Die Methode der nationalen Leistungsbilanzen, wie sie heute von den ÜNB verwendet wird, ist daher in der derzeitigen Form für das zukünftige Monitoring der Versorgungssicherheit nur sehr eingeschränkt geeignet.

Um der besonderen Bedeutung der Versorgungssicherheit gerecht zu werden, sollten die Konzepte zum Monitoring der Versorgungssicherheit folglich weiterentwickelt werden. Damit kann der gestiegenen Komplexität des Stromversorgungssystems begegnet werden und es können aussagekräftigere Einschätzungen über den Status der Versorgungssicherheit getroffen werden. ENTSO-E und das Pentalaterale Energieforum diskutieren deshalb zurzeit u.a. in der Task Force Adequacy Assessment Methodologies Optionen zur Anpassung der Bewertungsmethodik. Hierzu ist jüngst ein Bericht einiger europäischer ÜNB veröffentlich worden (vgl. PLEF, 2015). Eine Abkehr von der nationalen Spitzenlastbetrachtung, die Verwendung probabilistischer Indikatoren für das Versorgungssicherheitsniveau, eine verbesserte Abbildung der stochastischen Eigenschaften der verschiedenen Einflussgrößen und die Berücksichtigung des Beitrags von grenzüberschreitenden Stromflüssen zur Versorgungssicherheit wurden dabei umgesetzt, um wichtige oben genannten Nachteile des bisherigen Ansatzes zu adressieren. Mit dem gleichen Ziel wurde auch im Rahmen der „Leitstudie Strommarkt“ eine mögliche Weiterentwicklung der Methodik erarbeitet, die im Folgenden auf Basis von Consentec/r2b (2015) erläutert wird.

3.1 WEITERENTWICKLUNG DES MONITORING ZUR VERSORGUNGSSICHERHEIT

Um den genannten Ansprüchen zu genügen, sind verschiedene methodische Weiterentwicklungen sinnvoll.[10] Die Vorschläge zur Weiterentwicklung basieren im Wesentlichen auf

- einer deutlichen Aufwertung der Datenbasis,
- einer Ausweitung der geografischen Betrachtung,
- einer Ausweitung der betrachteten Zustände und
- einer Auswahl von aussagekräftigeren Kenngrößen.

Im Folgenden werden diese Aspekte diskutiert, um ihre jeweilige Relevanz für das Versorgungssicherheitsmonitoring zu verdeutlichen.

Aufwertung der Datenbasis

Um die stochastischen Eigenschaften der Eingangsgrößen erfassen zu können, muss u.a. die Datengrundlage deutlich umfassender sein. Sowohl die Lastdaten als auch die

[10] Die Darstellung basiert auf Consentec/r2b (2015).

Daten zu erneuerbaren Energien sollten Aufschluss über die zeit- und wetterabhängige Struktur der Nachfrage und der Einspeisung geben. Außerdem sollte die Korrelation zwischen diesen beiden Eingangsgrößen in den Daten berücksichtigt werden, damit der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Lastdeckung korrekt bewertet werden kann. Die Verfügbarkeit von Erzeugungsleistung sollte ebenfalls mit ihren stochastischen Eigenschaften erfasst werden, sodass eine gemeinsame Wahrscheinlichkeitsverteilung des Ausfalls aller betrachteten Erzeugungseinheiten berechnet werden kann.

Ausweitung der geografischen Betrachtung

Auf Basis der oben beschriebenen Daten können die überregionalen Ausgleichseffekte der Last, der Einspeisung erneuerbarer Energien und der Kraftwerksausfälle probabilistisch gemeinsam bestimmt werden. Die Ausgleichseffekte sind ein wesentlicher Nutzen des europäischen Stromverbundes und des zusammenwachsenden Binnenmarktes (vgl. Abschnitt 2.2). Sie können Ausmaß und Häufigkeit von Extremsituationen im europäischen Strommarkt reduzieren und so die Kosten der Lastdeckung und der Integration der erneuerbaren Energien senken. Die Ausgleichseffekte steigen mit der Ausweitung des betrachteten geografischen Gebiets und können den Gesamtbedarf an gesicherter Leistung zur Deckung des preisunelastischen Anteils der Nachfrage im Vergleich zu einer isolierten Betrachtung von Teilgebieten erheblich verringern. Wie groß die Einsparungen tatsächlich ausfallen, hängt jedoch maßgeblich auch von der verfügbaren Übertragungskapazität ab, die deshalb bei einer regionalen Bewertung von Versorgungssicherheit mit einbezogen werden muss.

Ausweitung der betrachteten Zustände

Im Vergleich zu einer Betrachtung ausgewählter Zeitpunkte (z.B. Zeitpunkt der Jahreshöchstlast) kann eine probabilistische Betrachtung über zahlreicher Zeitpunkte Auskunft über das Versorgungssicherheitsniveau in einem längeren Zeitraum geben. Dadurch steigt die Aussagekraft der Analyse, da sie sich nicht länger auf einen erwarteten Zustand beschränkt. Gleichzeitig ist die Berücksichtigung intertemporaler Zusammenhänge relevant, um beispielsweise den Beitrag von Speichern besser bewerten zu können und um die Versorgungssicherheit in einer mehrere Stunden anhaltenden Knappheitssituation einschätzen zu können.

Auswahl der Kenngrößen

Die Ergebnisse der Analyse können anhand von Kenngrößen wiedergegeben werden. Sobald ein Zeitraum mit zahlreichen Zuständen berücksichtigt wird, ist die erwartete Differenz zwischen gesicherter Erzeugungsleistung und Spitzenlast in einer Stunde nicht mehr ausreichend. Kenngrößen wie die Lastausgleichswahrscheinlichkeit (Load Balancing Probability, LBP) und die Versorgungswahrscheinlichkeit (Probability of Energy Served, PES) enthalten dagegen zusätzliche Informationen über das Versorgungssicherheitsniveau in einem repräsentativen Zeitraum. Die Lastausgleichswahrscheinlichkeit gibt an, wie wahrscheinlich die vollständige Deckung der Last in der betrachteten Region ist, während die Versorgungswahrscheinlichkeit das Versorgungssicherheitsniveau über den Anteil der gedeckten Stromnachfrage an der Gesamtnachfrage angibt.

3.2 ANWENDUNG EINES WEITERENTWICKELTEN, LÄNDERÜBERGREIFENDEN MONITORINGS (VERSORGUNGSSICHERHEITSBERICHT)

Im Rahmen der Leitstudie Strommarkt wurde auf Basis der im vorherigen Abschnitt diskutierten Maßgaben die Lastausgleichswahrscheinlichkeit für Deutschland und die mit Deutschland über das Stromnetz verbundenen Nachbarmärkte berechnet (vgl. Consentec/r2b, 2015). Für die Jahre 2015, 2020 und 2025 wurden der Analyse jeweils 999 Szenarienjahre in stündlicher Auflösung zugrunde gelegt, die verschiedene Konstellationen von Last und Erzeugung darstellen. Sie basieren auf den „best-guess“-Prognosen von ENTSO-E für die Strommarktentwicklung (vgl. ENTSO-E, 2014, Szenario B) und decken innerhalb der gegebenen Rahmenbedingungen eine große Bandbreite möglicher Zustände ab. So wurden die EE-Einspeisezeitreihen basierend auf jeweils drei unterschiedlichen historischen Wetterjahren aufgebaut und gemeinsam mit Lastzeitreihen für dieselben Wetterjahre als Eingangsdaten für die Simulationen verwendet.

In den Jahren 2015 und 2020 kann – unter den getroffenen Annahmen – nach den Ergebnissen der Analysen in allen betrachteten Szenarien und in allen Ländern ein Ausgleich von Last und Erzeugung erreicht werden. Rechnerisch ergibt sich somit eine Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 100%[11]. Auch im Jahr 2025 liegt die Lastausgleichswahrscheinlichkeit von Deutschland für das betrachtete ENTSO-E „best-guess“ Szenario bei (rechnerisch) 100%. Im Fall von Belgien und Frankreich kommt es in einigen Extremsituationen dazu, dass kein vollständiger Ausgleich von Last und Erzeugung möglich ist. Von insgesamt rund 8,75 Mio. betrachteten Stunden kommt es in Belgien in einer Stunde nicht zu einem Lastausgleich, und in Frankreich in fünf

[11] Die Berechnungen zeigen eine Wahrscheinlichkeit von 100%. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Verfügbarkeit technischer Systeme aus theoretischer Perspektive niemals 100% betragen kann.

Stunden. Die rechnerischen Lastausgleichswahrscheinlichkeiten liegen dementsprechend nur minimal unter 100%.

Diese Ergebnisse hängen insbesondere von den getroffenen Annahmen zur Entwicklung der Nachfrage und der Kraftwerkskapazitäten ab. Die für die Untersuchungen zugrunde gelegte „best-guess“ Prognose der europäischen Übertragungsnetzbetreiber stellt eine mögliche, sicher jedoch nicht die einzig denkbare Entwicklung dar. Außerdem stellt der zeitliche Betrachtungsbereich bis zum Jahr 2025 eine besondere Herausforderung für Einschätzungen zur Versorgungssicherheit dar. Die Entwicklung zahlreicher Faktoren, die das Maß an Versorgungssicherheit und damit die berechnete Lastausgleichswahrscheinlichkeit beeinflussen, können bei einem weit in der Zukunft liegenden Prognosehorizont nur mit erheblichen Unsicherheiten prognostiziert werden. Dies gilt nicht nur angesichts einer generell wachsenden Unsicherheit bei längeren Prognosehorizonten, sondern insbesondere, da sich im Strommarkt die installierte Kraftwerkskapazität und das genutzte Lastmanagement-Potential in einem dynamischen Anpassungsprozess gerade auch abhängig von der Wahrscheinlichkeit möglicher Kapazitätsknappheiten oder Überkapazitäten und aufgrund der damit verbundenen Strompreissignale entwickeln. Die Untersuchungen zeigen aber, unabhängig von der mit Unsicherheiten behafteten zukünftigen Entwicklung, die Relevanz des länderübergreifenden Stromaustauschs (Ausgleichseffekte) und die Notwendigkeit des länderübergreifenden Monitoring von Versorgungssicherheit, um (ggf. stark) verzerrten Einschätzung von Versorgungssicherheit zu vermeiden.

4 Rolle und Bedeutung von Flexibilität im Strommarkt

DAS ZIEL II

Ein hinreichendes Maß an Flexibilität gewährleistet Versorgungssicherheit und ein kostengünstiges Stromsystem.

Ein hinreichend flexibler Strommarkt kann Versorgungssicherheit gewährleisten und die Integration erneuerbarer Energien unterstützen. Ein Mindestmaß an Flexibilität ist zudem notwendig, damit der Stromsektor wettbewerblich organisiert und sicher betrieben werden kann.

Wettbewerblich organisierte Märkte orientieren sich am Leitbild vollkommener Märkte.[12] In der Realität sind die Eigenschaften eines vollkommenen Marktes jedoch selten gegeben. Dennoch ist ein Vergleich mit diesem Leitbild hilfreich, um bestehende Unvollkommenheiten in einem Markt zu identifizieren. Diese Erkenntnisse können dann genutzt werden, um die Leistungsfähigkeit des Marktes durch eine entsprechende Weiterentwicklung des Marktdesigns zu erhöhen.

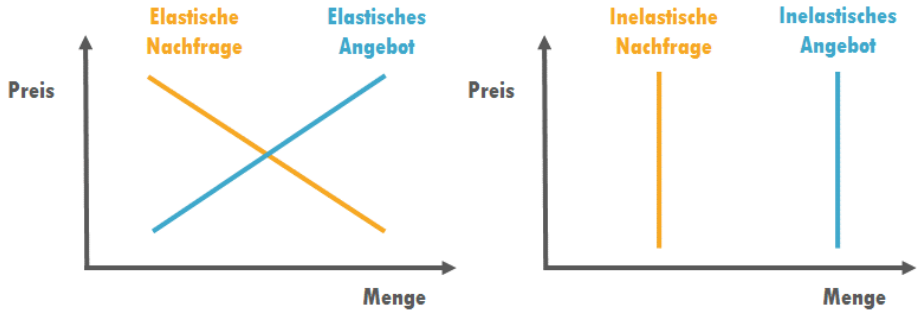
Im Elektrizitätsmarkt beruhen einige zentrale Unvollkommenheiten auf den physikalischen Eigenschaften des Gutes Strom: Strom ist leitungsgebunden und kann zurzeit nicht in ökonomisch relevanten Mengen gespeichert werden. Hinzu kommt eine in Teilen kurzfristig inelastische Nachfrage, die nicht unmittelbar auf Preisänderungen reagiert. Aus diesen fundamentalen Eigenschaften lässt sich zunächst ein grundlegender Bedarf an Flexibilität ableiten: Um Angebot und Nachfrage unter den genannten Bedingungen jederzeit ausgleichen zu können, muss das Versorgungssystem hinreichend flexibel sein.

DEFINITION DER FLEXIBILITÄT

Flexibilität beschreibt die für einen definierten Zeitraum verfügbare (angebots- oder nachfrageseitige) Leistung, die ihren Abruf im Zeitverlauf ändern kann. Ist in einem Marktgebiet genügend Flexibilität vorhanden, können Angebot und Nachfrage auf Basis der Präferenzen der Marktteilnehmer jederzeit zusammengeführt werden. Das Ergebnis dieser Markträumung ist ein Preis, der die Präferenzen widerspiegelt. Flexibilität unterscheidet sich in ihrer Definition von der ökonomischen Elastizität. Der Elastizitätsbegriff beschreibt die relative Änderung einer Variablen (z.B. der nachgefragten Leistung) durch eine relative Änderung einer anderen Variablen (z.B. des Preises). Beispielsweise ist die Elastizität der Nachfragefunktion besonders hoch, wenn ein Preisanstieg zu einem starken Rückgang der nachgefragten Menge

[12] Eine Übersicht der Eigenschaften vollkommener Märkte findet sich in Connect (2014).

führt. Die folgende Abbildung unterscheidet zwischen elastischen und vollkommen inelastischen Angebots- und Nachfragekurven.



Der Elastizitätsbegriff bezieht sich auf einen bestimmten Zeitpunkt. Der Flexibilitätsbegriff umfasst dagegen u.a. die Anpassungsgeschwindigkeit im Zeitverlauf. In diesem Sinne kann ein Mangel an Flexibilität die Elastizität zu einem gegebenen Zeitpunkt einschränken. Wenn beispielweise ein Kraftwerk zunächst ausgeschaltet ist, kann es nicht im nächsten Moment die volle Leistung erbringen. Dieser Mangel an Flexibilität des Kraftwerks wirkt sich auf die Elastizität des Angebots aus. Je flexibler eine Anlage ist, desto besser kann der Betreiber bei einer Preisänderung reagieren, und desto höher ist folglich die Elastizität.

Für die Flexibilität des Stromsystems sind alle Komponenten relevant, die zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage beitragen können. Wie hoch das vorhandene Flexibilitätspotenzial ist, hängt u.a. von der Größe des Marktgebietes ab. Ein größeres Marktgebiet senkt nicht nur durch die o.g. Ausgleichseffekte den Flexibilitätsbedarf, sondern erhöht gleichzeitig das Potenzial, indem verschiedene Flexibilitätsoptionen gebündelt und die Liquidität gesteigert werden. Der grenzüberschreitende Stromhandel kann ebenfalls das Angebot im Markt ausweiten und so die Elastizität der Angebotskurve erhöhen.

Aus dem Bedarf an Flexibilität in einem Versorgungssystem und den Eigenschaften der verfügbaren Flexibilitätsoptionen lassen sich Anforderungen an ein Marktdesign ableiten, das die Erschließung der notwendigen Flexibilität unterstützt. Im folgenden Abschnitt wird zunächst anhand konkreter Beispiele die Bandbreite der Flexibilitätsoptionen im Strommarkt aufgezeigt, sowie ihre Wirkung auf das Marktgeschehen erläutert. Abschnitt 4.2 fasst die Vorteile von Flexibilität für das Versorgungssystem zusammen, bevor Abschnitt 4.3 zentrale Anforderungen an den Flexibilisierungsprozess erläutert.

4.1 WIRKUNGSWEISE VON FLEXIBILITÄTSOPTIONEN

ROBUST

Die Erschließung von Flexibilitätsoptionen führt zu gleichmäßigeren Preisverläufen

Die Flexibilisierung des Strommarktes kann über die Kombination verschiedener Flexibilitätsoptionen erreicht werden. Diese Optionen unterscheiden sich in ihren technischen und ökonomischen Eigenschaften sowie in der Geschwindigkeit ihrer Erschließung.

- Technische Eigenschaften: Die technischen Eigenschaften der Flexibilitätsoptionen bestimmen die physischen Grenzen ihres Betriebs und die Zahl ihrer Einsatzmöglichkeiten. Zu den relevanten Kenngrößen zählt beispielsweise die Geschwindigkeit, mit der die Erzeugung bzw. der Verbrauch um eine gegebene Menge verändert werden kann (Rampengeschwindigkeit). Die Erbringungsdauer beschreibt dagegen, wie lange eine Flexibilitätsoption eine vorgegebene Leistung ohne Unterbrechung bereitstellen bzw. reduzieren kann.
- Ökonomische Eigenschaften: Die ökonomischen Eigenschaften ergeben sich im Wesentlichen aus der Kombination von variablen und fixen Kosten. Sie bestimmen, zu welchen Preisen eine bereits erschlossene Flexibilitätsoption zum Einsatz kommt, bzw. in welcher Höhe und Häufigkeit Preise auftreten müssen, damit in diese Option investiert wird.
- Geschwindigkeit der Erschließung: Die Erschließung von Flexibilitätsoptionen kann mit unterschiedlich langen Vorlaufzeiten einhergehen. Dauert der Bau neuer Erzeugungsanlagen unter Umständen mehrere Jahre, können lastganggemessene Verbraucher dagegen innerhalb kurzer Zeit bereits verfügbare Optionen nutzen. Teilweise müssen dafür lediglich die Rahmenbedingungen der Strombezugsverträge angepasst werden.

Die fundamentalen Eigenschaften eines jeden Stromsystems bestimmen letztlich, welche Eigenschaften der jeweilige Flexibilitätsmix aufweisen sollte. Beispielsweise stellt ein großes, auf Wasserkraft basierendes Stromsystem mit vielen Austauschmöglichkeiten andere Anforderungen an die zusätzlich benötigte Flexibilität als ein kleines System mit einer sehr volatilen Nachfrage und ohne Möglichkeit zum grenzüberschreitenden Stromhandel. In allen Systemen wirkt Flexibilität jedoch nach einem ähnlichen Prinzip: Der Verlauf der Angebots- und Nachfragekurven wird flacher (d.h. Angebot und Nachfrage werden elastischer), sodass die Wahrscheinlichkeit steigt, dass sich die Kurven schneiden und der Markt geräumt wird. Gleichzeitig verlaufen die Kurven gleichmäßiger, sodass es seltener zu plötzlichen hohen Preisspitzen oder einem starken Preisverfall kommt, da der Schnittpunkt der Kurven häufiger in relativ flachen Abschnitten liegt.

DIE FLEXIBILISIERUNG VON ANGEBOT UND NACHFRAGE SICHERT DIE VERSORGUNG, SENKT DIE SYSTEMKOSTEN, MACHT DIE PREISFINDUNG ROBUSTER UND ERHÖHT DEN MARKTWERT ERNEUERBARER ENERGIEN

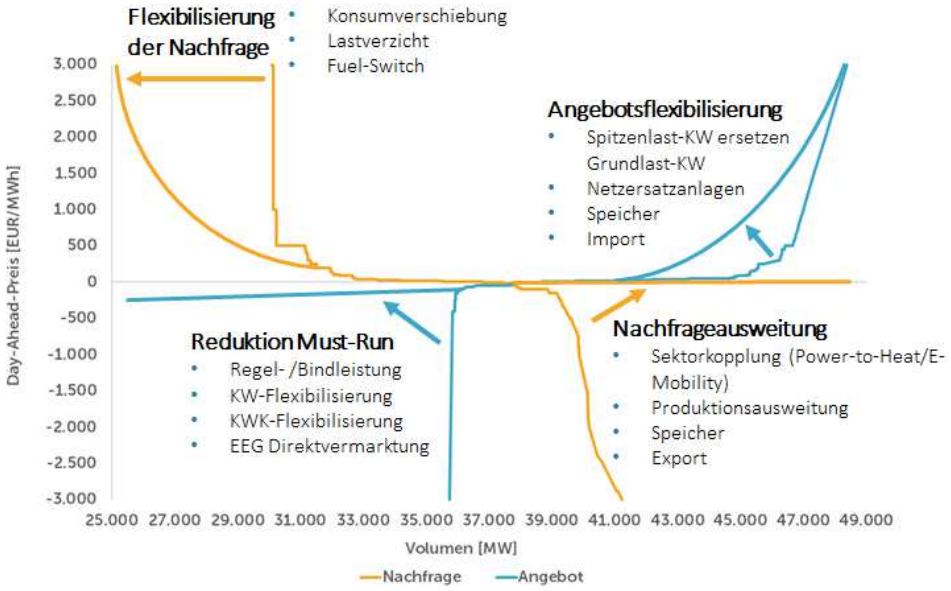


Abbildung 10: Flexibilisierung von Angebots- und Nachfragefunktionen.
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von EEX (2015).

Abbildung 10 veranschaulicht anhand empirischer Gebotskurven, wie Flexibilitätsoptionen zur Elastizität von Angebot (blau) und Nachfrage (orange) beitragen. Im hochpreisigen Abschnitt der Angebotskurve führt mehr Flexibilität zu einem gleichmäßigeren Verlauf der Angebotskurve, sodass Preissprünge bei kleinen Mengenänderungen seltener auftreten. Relevante Flexibilitätsoptionen, die diese Wirkung entfalten können, sind beispielsweise der Retrofit und der Neubau flexibler konventioneller Kraftwerke, der Einsatz von Netzersatzanlagen am Markt, Importe, die stromgeführte Fahrweise von KWK- und Biomasseanlagen sowie die Bereitstellung von Regelleistung aus flexiblen Quellen (z.B. Kraftwerke, Pumpspeicher, Lastmanagement und erneuerbare Energien).

Im Bereich der Angebotskurve mit niedrigen oder negativen Preisen trägt eine höhere Flexibilität dazu bei, dass die Gebote einen größeren Lastbereich abdecken. Dadurch wird das Preisniveau stabilisiert, d.h. der Preis rutscht seltener in den stark negativen Bereich ab. In diesem Bereich sind u.a. die folgenden Flexibilitätsoptionen relevant: Die kraftwerksunabhängige Bereitstellung von Systemdienstleistungen (dies reduziert die Mindesteinspeisung von Kraftwerken), Einspeisemanagement von Wind- und PV-Anlagen, eine strommarktgeführte Fahrweise von KWK- und erneuerbaren Erzeugungsanlagen, flexiblere konventionelle Kraftwerke und die Gasproduktion aus Biomasse statt Verstromung.

Im hochpreisigen Segment der Nachfragekurve stellt mehr Flexibilität sicher, dass über einen größeren Lastbereich mehr Gebote verfügbar sind. Dadurch wird die Preisbildung stabiler und Preisspitzen werden abgemildert. Zusätzlich steigt die Versorgungssicherheit, da Konsumenten mit einer geringeren Zahlungsbereitschaft ihren Konsum bei hohen Strompreisen aus wirtschaftlichen Gründen reduzieren oder zeitlich verlagern und somit der Knappheitssituation entgegenwirken. Zu den relevanten Optionen gehören die Flexibilisierung der Nachfrage von Industrie, Gewerbe und Haushalten, sowie die sektorübergreifende Substitution von Strom durch andere Energieträger.

Im Bereich der Nachfragekurve mit niedrigen Preisen führt mehr Flexibilität dazu, dass die Stromnachfrage stärker steigt, wenn der Preis sinkt. Somit können stark negative Preise verhindert werden, sodass auch der Marktwert der erneuerbaren Energien stabilisiert wird. Relevante Optionen sind hier eine erhöhte Industrie-Nachfrage durch eine Ausweitung der Produktion, der Export in Nachbarmärkte, die Flexibilisierung der Nachfrage im Verkehr, sowie der Einsatz von Strom zur Wärmeerzeugung (Power-to-Heat).

Zusätzlich spielen zeitliche Flexibilitätsoptionen auf der Angebots- und Nachfrageseite eine Rolle. Der Einsatz von Pumpspeichern und anderen Speichern (z.B. Batterien) sowie von Power-to-Gas-Technologien führt zu einer zeitlichen Entkopplung von Stromerzeugung und Stromverbrauch. Speicher finanzieren sich über die Preisvolatilität, d.h. sie werden bei niedrigen Preisen gefüllt und bei hohen Preisen wieder geleert. Dadurch tragen sie zu einem gleichmäßigeren Verlauf des Strompreises bei.

Hinter den genannten Optionen können sich auch Anbieter von Flexibilität aus benachbarten Märkten verbergen. Der Binnenmarkt bzw. das Übertragungsnetz als räumliche Flexibilitätsoption birgt deshalb eines der größten Potenziale. Grundsätzlich gilt jedoch, dass alle genannten Optionen einen Beitrag zur Flexibilisierung leisten können und deshalb in einer Substitutionsbeziehung zueinander stehen. Insgesamt führt eine effiziente Nutzung aller Flexibilitätsoptionen dazu, die Gesamtkosten der Stromversorgung und damit die durchschnittlichen Strompreise für die Verbraucher zu senken.

4.2 NUTZEN DER FLEXIBILISIERUNG

OFFENHEIT

Ein flexibler Strommarkt erlaubt einen technologieoffenen Wettbewerb, der Innovationen anreizt und Kosten senkt.

Ein hinreichend flexibler Strommarkt bietet eine Reihe von Vorteilen:

- Marktorganisation: Erst ein hinreichend flexibles Stromsystem ermöglicht eine wettbewerbliche Organisation der Stromversorgung und eine zuverlässige Preisfindung. Flexibilität ist deshalb eine Voraussetzung für eine kostengünstige Stromversorgung.
- Versorgungssicherheit: Ein flexibler Markt erleichtert das Zusammenführen von Angebot und Nachfrage auf Basis von individuellen Präferenzen. Dementsprechend ist Versorgungssicherheit gewährleistet, wenn die relevanten Bereiche der Angebots- und Nachfragekurven hinreichend flexibel sind.
- Integration erneuerbarer Energien: Variable erneuerbare Energien zeichnen sich durch eine wetterabhängige Volatilität der Stromeinspeisung, eine eingeschränkte Prognostizierbarkeit und steile Rampen aus. Ein flexibles Stromsystem kann diesen Eigenschaften besser begegnen. Indem mehr Flexibilität das Preisniveau stabilisiert, steigt auch der Wert des erneuerbar erzeugten Stroms (vgl. Abschnitt 2.3.3).
- Binnenmarkt: In Stromsystemen, die durch grenzüberschreitenden Handel und eine ausreichende Netzinfrastruktur verbunden sind, profitieren alle beteiligten Marktzonen von der gestiegenen Flexibilität. Denn der flexible Import und Export der Nachbarmärkte unterstützt die Preisfindung und den Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Der Netzwerkeffekt des Binnenmarktes verstärkt also die positive Wirkung von Flexibilität. Steigende Anteile erneuerbarer Energien erhöhen diesen Nutzen des Binnenmarktes zusätzlich.

Im folgenden Abschnitt wird erläutert, welche Anforderungen an den weiteren Flexibilisierungsprozess gestellt werden sollten, damit die genannten Vorteile genutzt werden können.

4.3 ANFORDERUNG AN DEN FLEXIBILISIERUNGSPROZESS

DER WEG

Der Wettbewerb zwischen Flexibilitätsoptionen sollte auf einem Level-Playing-Field basieren und technologiespezifische Anreize und Hemmnisse vermeiden.

Das bereits heute vorhandene technische Potential an Flexibilitätsoptionen übersteigt die langfristigen Anforderungen der Energiewende (vgl. Plattform Erneuerbare Energien AG 3 Interaktion, 2012). Innovationen und technologische Entwicklungen werden das Potenzial an Flexibilitätsoptionen zudem weiter erhöhen. Angesichts der Vielzahl der Flexibilitätsoptionen ist auch die Bandbreite ihrer fundamentalen und ökonomischen Eigenschaften groß. Teilweise sind der Erbringungsdauer bestimmter Kapazitäten technische Grenzen gesetzt. Ebenso unterscheiden sich die Vorlaufzeiten bei der Aktivierung der Optionen. Dauert der Bau neuer Erzeugungsanlagen unter Umständen mehrere Jahre, können lastganggemessene Verbraucher dagegen innerhalb kurzer Zeit bereits verfügbare Optionen nutzen. Teilweise müssen dafür lediglich die Rahmenbedingungen der Strombezugsverträge angepasst werden.

Aufgrund dieser Bandbreite an Eigenschaften sollten sich jeweils die Flexibilitätsoptionen durchsetzen, die den Bedarf des Versorgungssystems am besten decken können. Im Markt wird der Bedarf nach zusätzlicher Flexibilität durch höhere bzw. am anderen Ende des Spektrums durch niedrigere Preise signalisiert. Ziel sollte es deshalb sein, dass sich die im Wettbewerb stehenden Flexibilitätsoptionen an einem möglichst unverzerrten Großhandelspreis orientieren und dass jeder Anbieter von Flexibilität freien Zugang zum Markt erhält. Auf diese Weise kann gewährleistet werden, dass sich diejenigen Flexibilitätsoptionen durchsetzen, die tatsächlich zum jeweiligen Zeitpunkt benötigt werden. Jeder künstliche Eingriff in den Wettbewerb (beispielsweise durch eine technologiespezifische Förderung) und jede administrativ definierte Zugangsbedingung führt zwangsläufig dazu, dass einige Optionen vom Markt ausgeschlossen oder verdrängt werden. Dies gilt umso mehr für Innovationen, deren Eigenschaften heute noch nicht bekannt sind und daher nicht im Markt- und Regulierungsdesign berücksichtigt werden können.

Nur in einem wettbewerblich organisierten Strommarkt wird die benötigte Flexibilität kostengünstig erschlossen, da er ein „Level-Playing-Field“ bieten kann, auf dem alle Optionen das gleiche weitgehend unverzerrte Preissignal erhalten. Unter diesen Voraussetzungen bestehen für die Marktteilnehmer Anreize zu marktdienlichem Verhalten, das sich letztlich in einen effizienten Flexibilitätsmix übersetzt. Das folgende Kapitel beschäftigt sich mit bestehenden Hemmnissen, die einen fairen Wettbewerb zwischen den Flexibilitätsoptionen derzeit einschränken.

4.4 ZWISCHENFAZIT

Flexibilität ist eine zentrale Voraussetzung für die kostengünstige und sichere Organisation des Versorgungssystems. Wenn das Angebot und die Nachfrage am Strommarkt hinreichend flexibel sind, kann jederzeit eine präferenzbasierte Markträumung erfolgen. Gleichzeitig kommt es seltener zu sehr hohen oder sehr niedrigen Strompreisen. Das heute bereits vorhandene technische Potenzial an Flexibilitätsoptionen übersteigt den langfristigen Bedarf der Energiewende. Dabei ist die Vielfalt der Optionen sehr groß. Ungeachtet der Unterschiede in ihren technischen und ökonomischen Eigenschaften können sich die Flexibilitätsoptionen gegenseitig substituieren. Deshalb ist eine zentrale Voraussetzung für einen kostengünstigen Transformationsprozess, dass sich die Option durchsetzt, die den Bedarf des Versorgungssystems am besten decken kann. Ein wettbewerblich organisierter Strommarkt, in dem alle potenziellen Anbieter von Flexibilität dem gleichen weitgehend unverzerrten Preissignal gegenüberstehen, bildet dafür die beste Basis.

5 Nächste Schritte zum Hemmnisabbau im Markt- und Regulierungsdesign

KONTINUITÄT

Die Optimierung des Marktrahmens unterstreicht die Kontinuität der Liberalisierungs- und Energiewendeprozesse.

Die Flexibilisierung des Stromsystems dient der Gewährleistung der Versorgungssicherheit und der Integration erneuerbarer Energien. Um diese Ziele effizient zu erreichen, ist ein fairer Wettbewerb der verfügbaren Flexibilitätsoptionen erforderlich. Dieser Wettbewerb wird derzeit durch eine Reihe von Hemmnissen im Markt- und Regulierungsdesign behindert. Diese Hemmnisse verzerren Anreize, sodass die Erschließung von Flexibilitätsoptionen erschwert wird und somit unnötig hohe Kosten im Versorgungssystem entstehen.

Ein Beispiel für die Beseitigung eines Hemmnisses ist die Einführung der EEG-Direktvermarktung für erneuerbare Energien. Vor der Einführung der Direktvermarktung waren erneuerbare Energien durch feste Einspeisevergütungen vollständig vom Großhandelspreis abgeschirmt. Als Folge bestanden keine Anreize auf Preissignale zu reagieren. Durch die Wahlmöglichkeit der Direktvermarktung für Bestandanlagen und die ausschließliche Direktvermarktung neuer Anlagen ab einer bestimmten Größenklasse bestehen inzwischen Anreize, die Erzeugung bei stark negativen Preisen zu reduzieren. Wie in Kapitel 1 dargestellt, wird somit die Angebotskurve flexibler und das Zusammenführen von Angebot und Nachfrage erleichtert. Dieses Beispiel zeigt, dass eine Beseitigung von Hemmnissen der Flexibilisierung des Strommarktes dient. Die Flexibilisierung führt zu robusteren Marktergebnissen und senkt die Kosten der Versorgung.

In den folgenden Abschnitten wird eine Reihe bestehender Hemmnisse diskutiert. Dazu wird zunächst die Wirkung des jeweiligen Hemmnisses erklärt. Wurde diese in der Vergangenheit durch erste Maßnahmen abgemildert, so werden diese bereits erfolgten Anpassungen kurz dargestellt. Anschließend wird anhand konkreter Vorschläge erläutert, wie derzeitige Hemmnisse weiter abgebaut werden können sowie welche Prämissen und Abwägungen dabei berücksichtigt werden sollten.

5.1 OPTIMIERUNG DER MARKTPROZESSE

ZIELORIENTIERT

Die ersten Schritte sind gemeistert. Weitere Anpassungen sollten folgen, Fehlentwicklungen sollten vermieden werden.

Alle Elemente des Strommarktes beeinflussen sich gegenseitig. Deshalb sollten Produkteigenschaften und Marktregeln sinnvoll aufeinander abgestimmt sein, sodass sämtliche Akteure auf Basis ihrer ökonomischen Präferenzen am fairen Wettbewerb in den jeweiligen Marktsegmenten teilnehmen können. In diesem Abschnitt werden zum einen einige in der Vergangenheit eingeführte Regeln diskutiert, die bereits zur Optimierung des Strommarktes beitragen, teilweise aber noch weiterentwickelt werden können. Zum anderen weisen wir auf Bereiche hin, in denen zurzeit für die Marktteilnehmer relevante Unsicherheiten bestehen, die im Sinne der Optimierung der Marktprozesse ausgeräumt werden sollten.

Negative Strompreise

Im Jahr 2008 wurden negative Strompreise am Day-Ahead Markt eingeführt. Zuvor waren Gebote zu negativen Preisen lediglich im Intradaymarkt zugelassen, während am Day-Ahead Markt der niedrigste Strompreis bei 0 EUR/MWh lag. Kam es zu einem Überangebot und einem Marktergebnis von 0 EUR/MWh, wurde das überschüssige Angebot prozentual eingekürzt. Dieses Vorgehen war jedoch nicht effizient, da es die Unterschiede in den Zahlungsbereitschaften der Anbieter vernachlässigte. Anbieter, die bereit waren eine Zahlung zu leisten um ihre Stromproduktion nicht verringern zu müssen, konnten diese Präferenz nicht durch negative Preisgebote zum Ausdruck bringen. Inzwischen können alle Marktteilnehmer ihrer Zahlungsbereitschaft durch negative Gebote ausdrücken, wodurch sich ein effizientes Marktergebnis einstellen kann. Gleichzeitig signalisieren negative Strompreise den Bedarf nach Flexibilität, wodurch Marktteilnehmer angeregt werden sich auf entsprechende Marktsituationen einzustellen. Langfristig werden sich Stromkunden an diesem Preissignal orientieren und ihren flexiblen Verbrauch in Situationen mit einem hohen Angebot und niedrigen Preisen verschieben. Dieses flexible Verbrauchsverhalten setzt allerdings voraus, dass weitere an späterer Stelle in diesem Kapitel beschriebene Hemmnisse beseitigt werden.

Kopplung mit dem Binnenmarkt

Wie bereits in Abschnitt 2.2 dargestellt, sind große Teile Europas bereits Bestandteil der impliziten Marktkopplung. Durch die implizite Marktkopplung fließen die Informationen zu den verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen den Marktzonen direkt in die Berechnung des Ergebnisses der Day-Ahead-Auktion ein. In Zeiten vor der impliziten Marktkopplung wurden Übertragungsrechte noch gesondert versteigert. Die Gewinner der Auktion waren dann zur Teilnahme am grenzüberschreitenden

Handel berechtigt. Durch diesen zweistufigen Prozess wurden die Austauschmöglichkeiten nicht optimal genutzt, sodass die resultierenden Großhandelspreise je nach Transportrichtung unnötig hoch oder niedrig waren.

Bei der Weiterentwicklung des Binnenmarktes bestehen weitere Verbesserungsmöglichkeiten, die weiter verfolgt werden sollten:

- Die lastflussbasierte Marktkopplung soll im Jahr 2015 umgesetzt werden. Dadurch werden die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten in größerem Umfang nutzbar. Ein neuer Algorithmus berücksichtigt bei der Markträumung den physischen Stromfluss und ermöglicht, dass alle im Strommarkt vorhandenen Kostensenkungsoptionen besser genutzt werden können. So kann dann ein kostengünstigeres Marktergebnis erreicht werden.
- Die Marktkopplung kann zusätzlich auf den Intradaymärkten vorangetrieben werden. Indem der Intradayhandel über mehrere Marktzonen organisiert wird, steigt die Liquidität und somit die Aussagekraft des Preissignals.
- Ein weiterer Schritt in Richtung eines Binnenmarktes sollte die grenzüberschreitende Organisation der Regelleistungsmärkte sein. Indem verfügbare Übertragungs-, Erzeugungs- und Nachfragekapazitäten aus benachbarten Ländern für die Frequenzstabilisierung genutzt werden, können der Wettbewerb verbessert und die Kosten gesenkt werden. Dabei sollte jedoch berücksichtigt werden, dass die Reservierung von Netzkapazität für die Regelleistung in Konkurrenz zur Nutzung des Netzes für den Stromhandel stehen kann.

Diese beschriebenen Maßnahmen sind bereits integraler Bestandteil des beschlossenen Zielmodels für den grenzüberschreitenden Stromhandel (European Target Model; vgl. ACER, 2011). Sie werden durch Netzkodizes und verschiedene Prozesse vorangebracht, die von den Übertragungsnetzbetreibern, den Strombörsen sowie den europäischen Behörden unterstützt werden. Diese Prozesse sollten bestmöglich koordiniert werden, damit die Umsetzung der Maßnahmen schnellstmöglich gelingen kann. Angesichts der Komplexität der Algorithmen-Entwicklung und der Vielzahl der beteiligten Partner kann jedoch eine schrittweise Umsetzung mit entsprechenden Testphasen sinnvoll sein.

Viertelstundenprodukte

Seit Dezember 2014 wird der Handel mit Viertelstundenprodukten am Intradaymarkt in einer Eröffnungsauktion um 15:00 Uhr des Vortages gebündelt. Zuvor war der Handel mit Viertelstundenprodukten lediglich im kontinuierlichen Intradayhandel möglich. Da die Fahrpläne der deutschen Bilanzkreise auf Viertelstunden basieren, können mit Viertelstundenprodukten Angebots- und Nachfragestrukturen besser ab-

gebildet werden. Wenn Fahrpläne dagegen mit Stundenprodukten abgebildet werden, können unausgeglichene innerstündliche Rampen zum unnötigen Einsatz von Regelenergie führen. Diese Situationen traten mit den zunehmenden Rampen der PV-Einspeisung häufiger auf. Deshalb ist es sinnvoll, dass der Viertelstundenhandel durch die Einführung der Eröffnungssituation gezielt gestärkt wurde. Darüber hinaus können einige Flexibilitätsoptionen lediglich für kürzere Zeiträume Leistung erbringen, sodass ihr Einsatz durch Stundenprodukte stärker gehemmt wird.

In Connect (2014) wurde diskutiert, Viertelstundenprodukte bereits bei der Day-Ahead-Auktion zuzulassen. Der Vorteil dieses Vorgehens liegt darin, dass bereits im Vorfeld der Fahrplananmeldung um 14:30 Uhr ein Viertelstundenprofil abgebildet werden kann. Durch den späteren Zeitpunkt der Intradayauktion fallen im Vergleich dazu zusätzliche Transaktionskosten an. Jedoch kann der Viertelstundenhandel im Day-Ahead-Markt zurzeit nicht im gesamten Binnenmarkt eingeführt werden, da einige Länder keinen vergleichbaren Bedarf haben, eine Reduktion der Liquidität fürchten oder die nationalen Bilanzkreise teilweise auf anders getakteten Fahrplänen basieren.

Daher sollten die Vorteile einer Einführung von Viertelstundenprodukten am Day-Ahead-Markt gegen mögliche Rückwirkungen auf die komplexen Prozesse der Marktkopplung abgewogen werden. Zwar könnte die Einführung von Viertelstundenprodukten in Kombination mit stündlichen Blockgeboten einige Hindernisse abmildern. Indem Blockgebote berücksichtigt werden, würde jedoch der zur Berechnung der Auktionsergebnisse verwendete Algorithmus komplexer. Eine alternative Lösung, um die angesprochenen Transaktionskosten zu senken, könnte die zeitliche Verschiebung der Fahrplananmeldung hinter die Intradayauktion bzw. die Verschiebung der Intradayauktion vor die Fahrplananmeldung sein. Die Prozesse einer solchen Anpassung sollten mit den Übertragungsnetzbetreibern abgestimmt werden, da sich die Änderungen auf den Zeitplan der Netzberechnungen auswirken können. Ein ggf. kürzeres Zeitfenster für die Netzberechnungen müsste zudem gegen den reduzierten Aufwand der Fahrplananpassungen und die gestiegene Qualität der Netzberechnungen abgewogen werden. Grundsätzlich gilt, dass Anpassungen so vorgenommen werden sollten, dass sie das heutige hohe Niveau der Systemsicherheit nicht beeinträchtigen.

Unsicherheiten bei der Ausgestaltung von Preisgeboten

Stromerzeugungsunternehmen mit marktbeherrschender Stellung unterliegen der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht. Diese Aufsicht soll verhindern, dass diese Unternehmen ihre marktbeherrschende Stellung ausnutzen, indem sie beispielsweise die Strompreise künstlich in die Höhe treiben. Das Bundeskartellamt hat in seiner Sektoruntersuchung 2011 ausgeführt, dass grundsätzlich ein Marktmachtmissbrauch vorliegt, wenn die Gebote eines marktbeherrschenden Unternehmens in der Day-

Ahead-Einheitspreisauktion einen Aufschlag („Mark-up“) auf die Grenzkosten enthalten. So schreibt das Bundeskartellamt, dass es marktbeherrschenden Unternehmen bei Zugrundelegung des geltenden Auktionsmechanismus „grundsätzlich verwehrt ist, zu einem Preis oberhalb ihrer Grenzkosten anzubieten, es sei denn, das Unternehmen weist nach, dass ein entsprechender Mark-up erforderlich ist, um seine – bezogen auf das gesamte Kraftwerksportfolio – totalen Durchschnittskosten zu erwirtschaften“ (BKartA, 2011, S. 195). Diese Ausführungen gelten nur für die Einheitspreisauktion. Die marktbeherrschende Stellung bezieht sich dabei nicht auf eine einzelne Situation, sondern auf ein ganzes Jahr. Grundsätzlich gilt jedoch, dass der Wettbewerb in den letzten Jahren insbesondere durch die Binnenmarktintegration deutlich zugenommen hat.

Die kartellrechtliche Vorschrift ist für die Unternehmen mit gewissen Unsicherheiten verbunden. Sie müssen insbesondere selbst einschätzen, ob sie eine marktbeherrschende Stellung haben und ob ggf. Rechtfertigungsgründe für Gebote oberhalb ihrer Grenzkosten vorliegen. Eine Vorab-Bewertung durch die Kartellbehörden ist im Kartellrecht nicht vorgesehen. Diese Unsicherheiten seitens der Unternehmen könnten dazu führen, dass diese darin gehemmt sind, ihre Möglichkeiten zur Preisgestaltung in Knappheitssituationen zu nutzen. Wären die Unternehmen in diesen Situationen preissetzend, könnten die Strompreise künstlich niedrig ausfallen, obwohl höhere Preise als Knappheitssignal angemessen wären. Unsicherheiten hinsichtlich der rechtlichen Rahmenbedingungen könnten somit implizite Preisobergrenzen in Höhe der Grenzkosten darstellen. Sie könnten deshalb effiziente Preisspitzen verhindern und in der Folge auch die Anreize für die Teilnahme von Flexibilitätsoptionen am Markt reduzieren. Diese sind jedoch gerade zu Beginn des Transformationsprozesses wichtig. Allerdings dürften sich die tatsächlichen Auswirkungen der mit der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht verbundenen Unsicherheiten in Grenzen halten. Zum einen sollten in echten Knappheitssituationen die Preise in der Einheitspreisauktion zunehmend durch die Gebote von Lasten gesetzt werden. Zum anderen können kleinere Anbieter ebenfalls in Knappheitssituationen beliebig hohe Preise fordern. Knappheitsbedingte Spitzenpreise können sich daher grundsätzlich unabhängig von der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht bilden.

Die hier beschriebenen Rahmenbedingungen werden durch das Bundeskartellamt konkretisiert und angewendet. Um die beschriebenen Unsicherheiten auszuräumen sollte untersucht werden, ob die Anwendungspraxis des Bundeskartellamtes transparenter gestaltet werden kann. So könnte ein Leitfaden zur Vorgehensweise des Bundeskartellamtes entwickelt werden, sowie turnusmäßige Berichte zur Wettbewerbssituation veröffentlicht werden. Es ist von herausragender Bedeutung, dass insbesondere in Knappheitssituationen keine Unsicherheiten bestehen, die zu einer ineffizienten Zurückhaltung bei der Preisgestaltung führen und so die Wirtschaftlichkeit von Erzeugungskapazitäten beeinträchtigen.

Unsicherheiten zu Kapazitätszahlungen

Seit inzwischen einigen Jahren wird darüber debattiert, ob das Marktdesign zukünftig explizite Kapazitätszahlungen für gesicherte Leistung ermöglichen sollte. Die Spekulation über mögliche Kapazitätszahlungen kann auf Seiten der Erzeuger zu Verzögerungen von Kraftwerksstillegungen führen. Derartige Verzögerungen können sich in der Aufrechterhaltung von Überkapazitäten manifestieren, die das Preissignal verzerren und Flexibilitätsoptionen verdrängen.

Über diesen naheliegenden Effekt hinaus beeinflusst die Diskussion auch das Handelsgeschehen auf dem Terminmarkt. Zum einen reagiert der Wert von Terminmarktprodukten auf das aktuelle Großhandelspreisniveau, wodurch die Terminmarktpreise ebenfalls niedrig gehalten werden. Darüber hinaus beinhalten Terminmarktprodukte aufgrund der unmittelbaren Lieferverpflichtung auch immer eine implizite Kapazitätszahlung. Wenn explizite Kapazitätszahlungen eingeführt werden sollten, verliert dieser implizite Preisbestandteil an Relevanz und der Wert des Terminprodukts sinkt. Sollte ein Verbraucher die Einführung von expliziten Kapazitätszahlungen erwarten, würde er weniger Terminmarktgeschäfte abschließen. Denn zum einen würden diese an Wert verlieren. Zum anderen müsste der Verbraucher zusätzlich zur impliziten Kapazitätszahlung später eine explizite Kapazitätszahlung leisten. In der Übergangsphase besteht somit die Gefahr, dass Verbraucher zweimal für das gleiche Produkt – die Kapazität – bezahlen.

Mit dem im März 2015 veröffentlichten Eckpunktepapier spricht sich das BMWi für einen Strommarkt 2.0 aus, der durch eine Kapazitätsreserve flankiert wird (BMWi, 2015). Durch diesen Schritt werden die Verzerrungen durch Unsicherheit auf Seiten der Erzeuger und Verbraucher bereits reduziert. Eine verbindliche Entscheidung sollte schnellstmöglich getroffen werden, damit sich Marktakteure wieder auf ihre fundamentalen Einschätzungen verlassen können.

5.2 BILANZKREISMANAGEMENT

Ein Beitrag von Connect Energy Economics, Consentec und r2b energy consulting

ADÄQUAT

Die richtigen Anreize führen zu marktdienlichem Verhalten.

Bilanzkreise spielen eine zentrale Rolle für die Stabilität des Stromversorgungssystems und die Versorgungssicherheit. Auf Ebene der Bilanzkreise werden viertelstündliche Fahrpläne für Erzeugung und Last auf Basis von Prognosen erstellt und bei den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) jeweils um 14:30 Uhr des Vortages angemeldet. Zum Zeitpunkt der Anmeldung muss der Fahrplan ausgeglichen sein. Nach der Anmeldung kann es zu Abweichungen gegenüber dem Plan kommen, wenn Prognosefehler der Last oder der Erzeugung auftreten. Sobald Abweichungen zwischen der Planung und dem tatsächlichen Verlauf erkennbar sind, sind

die Bilanzkreisverantwortlichen verpflichtet, z.B. über kurzfristige Handelsgeschäfte am Intraday-Markt Abweichungen auszugleichen und Anpassungen ihrer Fahrpläne den ÜNB zu melden (vgl. BNetzA, 2013). Den Bilanzkreisverantwortlichen wird somit die Verantwortung übertragen, durch eine aktive Bewirtschaftung der Bilanzkreise für einen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch zu sorgen. Eine Ergänzung der Verpflichtung zur Bilanzkreistreue durch konsistente wirtschaftliche Anreize für ein aktives Bilanzkreismanagement kann somit die Systemsicherheit erhöhen.

Die wirtschaftlichen Anreize zur aktiven Bewirtschaftung werden durch den Ausgleichsenergie-Mechanismus (AE-Mechanismus) gesetzt. Der Ausgleichsenergiebedarf eines Bilanzkreises entspricht dem Saldo seiner Plan- und Ist-Werte. Diese individuellen Unter- und Überdeckungen der Bilanzkreise können sich auf der Ebene des Netzregelverbundes (NRV) teilweise ausgleichen. Der Saldo der Abweichungen im NRV zum Zeitpunkt der physischen Erfüllung wird dann von den ÜNB durch Regelenergie ausgeglichen. Aktuell werden die damit verbundenen Kosten des Abrufs von Regelenergie in Summe über den AE-Mechanismus auf die unausgeglichenen Bilanzkreise umgelegt. Dadurch fallen für die Bilanzkreise, deren Abweichungen den Saldo des NRV in der Fahrplanperiode erhöht haben, Mehrkosten im Vergleich zu einem ausgeglichenen Fahrplan an. Für diejenigen, die den Saldo verringert haben, ergeben sich dagegen im Vergleich zu einem ausgeglichenen Fahrplan in der Regel Mehrerlöse. Durch den AE-Mechanismus können so Anreize gesetzt werden, Ausgleichsgeschäfte zu tätigen bzw. Verträge mit Anbietern von Flexibilität abzuschließen, um Prognosefehler bei Bedarf kompensieren zu können.

In seiner heutigen Form „bestraft“ der AE-Mechanismus systemschädliches Verhalten und „belohnt“ systemdienliches Verhalten in der kurzen Frist.[13] Der zentrale Anreiz des AE-Mechanismus geht dabei von dem regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP) aus: Bei einem unausgeglichenen Saldo im NRV müssen unterdeckte Bilanzkreise diesen Preis an die ÜNB zahlen, während ihn überdeckte Bilanzkreise im Gegenzug erhalten..[14] Da der reBAP sowohl positive als auch negative Werte annehmen kann, wirkt sich sein Vorzeichen direkt auf die Richtung der Zahlungsströme zwischen Bilanzkreisen und ÜNB aus.

[13] Diese Anreizstruktur ist derzeit nicht vollständig konsistent mit den vertraglichen Anforderungen an die Bilanzkreisverantwortlichen, Abweichungen von ihrem 15-minütigen Fahrplan auszugleichen.

[14] Dem steht gegenüber, dass unterdeckte Bilanzkreise zuvor geringere Kosten durch Einkauf von zu wenig Energie auf dem Spotmarkt hatten, wohingegen überdeckte Bilanzkreise zusätzliche Kosten durch Einkauf von zu viel Energie am Spotmarkt hatten.

BERECHNUNG DES REGELZONENÜBERGREIFENDE EINHEITLICHE BILANZKREISAUSGLEICHSPREIS (REBAP)

Der reBAP ist das Ergebnis eines mehrstufigen Berechnungsverfahrens. Die Zwischenergebnisse der Berechnung werden als Ausgleichsenergiepreis (AEP) bezeichnet, der finale Preis als reBAP.

1. In der ersten Stufe ergibt sich der AEP aus dem Quotienten der Kosten abzüglich der Erlöse des Abrufs von Sekundärregelreserve (SRR) und Minutenreserve (MR) im Zähler sowie dem NRV-Saldo im Nenner.
2. Ist der so berechnete AEP positiv und übersteigt er den Absolutbetrag des höchsten abgerufenen Arbeitspreises, wird der AEP auf der zweiten Berechnungsstufe auf diesen Arbeitspreis begrenzt („Kappung“). Bei einem negativen AEP wird der Absolutbetrag des höchsten abgerufenen Arbeitspreises mit einem negativen Vorzeichen versehen und bildet so die Untergrenze für den AEP.
3. Auf der dritten Berechnungsstufe wird der durchschnittliche mengengewichtete Preis des Intraday-Marktes in der jeweiligen Stunde als Obergrenze (bei Überdeckung des NRV) bzw. Untergrenze für den AEP (bei Unterdeckung des NRV) angesetzt.
4. Werden mehr als 80% der vorgehaltenen Regelleistung abgerufen, steigt der AEP auf der vierten Stufe zusätzlich auf das 1,5-fache des ursprünglich errechneten AEP bzw. um mindestens 100 EUR/MWh.

Entstehen durch die Börsenpreisbindung oder den 1,5-Multiplikator Mehrerlöse für die Übertragungsnetzbetreiber, dann werden diese mit den Kosten für die Regelleistungsvorhaltung verrechnet, die im Allgemeinen über die Netznutzungsentgelte sozialisiert werden.

Eine Stärkung des AE-Mechanismus kann dazu beitragen, dass die wirtschaftlichen Anreize für Prognoseverbesserungen bzw. für einen kurzfristigen Ausgleich von Prognosefehlern über Handelsgeschäfte steigen. Ein entsprechend weiterentwickelter AE-Mechanismus kann so dazu beitragen, dass der Bedarf für einen Einsatz von Regelenergie in der kurzen Frist sowie die Regelleistungsvorhaltung in der mittleren und langen Fristreduziert werden. Im Ergebnis können auch die entsprechenden Kosten sinken.

Prämissen der Weiterentwicklung

Ein zentrales Ziel bei der Ausgestaltung des AE-Mechanismus sollte deshalb sein, dass die Bilanzkreise effiziente und adäquate Anreize für ein aktives Bilanzkreismanagement. Das bedeutet, dass der Mechanismus diejenigen Kosten, die auf den unausgeglichenen NRV zurückzuführen sind, verursacherorientiert verteilen (internalisieren) sollte. Bei der Diskussion der Ansätze zur Stärkung des AE-Mechanismus

sollte allerdings auch berücksichtigt werden, dass eine Stärkung der Anreize mit zusätzlicher Volatilität der Kosten bzw. Erlöse für die Bilanzkreise einhergeht. Je nach Ausgestaltung können stärkere Anreize auch zu im Erwartungswert erhöhten Kosten führen. Da kleine Bilanzkreise mit einer hohen spezifischen Prognoseunsicherheit ihre Prognosefehler ceteris paribus schlechter bzw. nur zu höheren Kosten reduzieren können, wirken sich eine Stärkung der Anreize und die damit verbundenen Änderungen der Kostenstruktur in der Tendenz stärker aus als bei großen Bilanzkreisen mit diversifizierteren Portfolios. Eine verbesserte Anreizwirkung kann deshalb Rückwirkungen auf die Wettbewerbsintensität im Strommarkt haben. Diese Abwägung sollte folglich bei der Weiterentwicklung des AE-Mechanismus berücksichtigt werden.

Im Rahmen der Leitstudie Strommarkt 2015 diskutieren wir lediglich solche Weiterentwicklungsoptionen, die mit der heutigen symmetrischen Ausgestaltung des AE-Mechanismus vereinbar sind. Eine Abweichung vom Prinzip der symmetrischen Ausgestaltung würde im Vergleich dazu einen größeren Eingriff darstellen. Da im Rahmen der hier dargestellten Ergebnisse kurzfristig umsetzbare Maßnahmen im Vordergrund stehen, sollte die Eingriffstiefe jedoch begrenzt sein. Eine höhere Eingriffstiefe sollte zudem mit einer besonders detaillierten Analyse der Auswirkungen auf die Wettbewerbsintensität und des Umsetzungsaufwandes auf Seiten der Bilanzkreise einhergehen. Nichtsdestotrotz sollten im Rahmen einer umfänglicheren Analyse zusätzlich Vor- und Nachteile von Alternativen zum symmetrischen Abrechnungssystems ergebnisoffen analysiert werden – insbesondere auch unter Berücksichtigung der Setzung von adäquaten Anreizen für eine individuellen Leistungsvorhaltung bzw. -besicherung, die für die Funktionsfähigkeit des Strommarktes von besonderer Bedeutung ist.

Der derzeitige AE-Mechanismus entspricht den genannten Prämissen nur eingeschränkt. Da nur die Kosten des Regelenergieabrufs, aber nicht die der Regelleistungsvorhaltung umgelegt werden, wird ein substanzieller Teil der Kosten über Netznutzungsentgelte (NNE) sozialisiert, wodurch die Anreize zum aktiven Bilanzkreismanagement zu gering und nicht zwangsläufig effizient sind. Andererseits legt der AE-Mechanismus die Regelenergiekosten in positiver und negativer Abrufrichtung um, statt nur die Kosten der überwiegenden Abrufrichtung anzusetzen. Dadurch werden mehr Kosten umgelegt, als auf den NRV-Saldo zurückzuführen sind. Dies führt dazu, dass sich bei der aktuellen Ausgestaltung bei einem kleinen NRV-Saldo ein höherer reBAP ergeben kann als bei einem großen Saldo. Die aktuelle Gestaltung der Börsenpreisbindung schließt zudem nicht vollständig aus, dass die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie auch für einen Bilanzkreis, dessen individuelle Abweichung die gleiche Richtung wie der NRV-Saldo aufweist, günstiger ist als ein Ausgleichsgeschäft am Spotmarkt. Insgesamt sind so die Anreize für aktives Bilanzkreismanagement derzeit zu gering und nur teilweise verursacherorientiert.

Wirkung der aktuellen Ausgestaltung

Wenn die Anreize des AE-Mechanismus auf diese Weise gehemmt sind, sind die Anreize zur Prognoseverbesserung zu gering und die Bilanzkreisverantwortlichen schließen nicht in ausreichendem Maße Ausgleichsgeschäfte ab, um Abweichungen zwischen den angemeldeten Fahrplänen und aktualisierten Prognosen auszugleichen. Dadurch kommt es zu einem ineffizient hohen Einsatz von Regelenergie und mittelfristig zu einer ineffizienten Dimensionierung der Vorhaltung von Regelleistung. Der tatsächliche Bedarf nach Flexibilität wird so nicht adäquat am Spotmarkt sichtbar, sodass die Preissignale in Knappheitssituationen geschwächt werden. Die zu geringe Vorhaltung flexibler Erzeugung und flexibler Lasten kann schließlich dazu führen, dass die Gewährleistung der Systemsicherheit und der Versorgungssicherheit mit unnötig hohen Kosten einhergeht.

Bisherige Anpassungen

Bereits im Jahr 2012 haben zwei Anpassungen des AE-Mechanismus die Anreize für eine aktive Bewirtschaftung der Bilanzkreise verstärkt (BNetzA, 2012):

- Nach der neuen Berechnungsmethode bildet der durchschnittliche Intraday-Preis der jeweiligen Stunde die Untergrenze für den reBAP bei einem positiven NRV-Saldo bzw. die Obergrenze bei einem negativen Saldo. Damit wird bereits weitestgehend verhindert, dass sich Bilanzkreise durch gezielte Abweichungen in derselben Richtung wie der NRV-Saldo besser stellen können als mit einem ausgeglichenen Fahrplan.
- Werden mehr als 80% der vorgehaltenen Regelleistung beansprucht, steigt der reBAP auf das 1,5-fache des ursprünglich errechneten reBAP, mindestens aber um 100 EUR/MWh. Durch den Multiplikator kann der reBAP bis auf das 1,5-fache des maximalen Intraday-Preises von 10.000 EUR/MWh steigen, also bis auf 15.000 EUR/MWh. Wenn Arbeitspreisgebote am Regelmarkt über diesen Betrag hinausgehen, kann der reBAP auch deutlich über 15.000 EUR/MWh steigen. Ein unausgeglichener Bilanzkreis wird also zusätzlich bestraft bzw. belohnt, wenn die vorgehaltene Regelreserve bereits zu einem großen Teil eingesetzt und somit „knapp“ wird.

Weitere Anpassungsmöglichkeiten

Diese Anpassungen wirken bereits in die richtige Richtung. Trotzdem besteht im aktuellen Mechanismus der Bedarf, das Anreizsystem zu optimieren, damit die Prognosen verbessert und ausreichende Ausgleichsgeschäfte getätigt werden und die Systemsicherheit in der kurzen Frist gewährleistet ist. Die im Folgenden diskutierten Ansätze basieren auf einer gemeinsamen Arbeit von Consentec, r2b und Connect im Rahmen der Leitstudie Strommarkt.

Internalisierung der Vorhaltungskosten

Zurzeit fließen in den reBAP nur die (vollständigen) Kosten des Abrufs der Sekundärregelreserve (SRR) und Minutenreserve (MR) ein – obwohl die Fahrplanabweichungen der Bilanzkreise im Saldo des NRV mittel- und langfristig auch die Dimensionierung der Regelleistungsvorhaltung mit beeinflussen. Der bestehende AE-Mechanismus internalisiert folglich nur einen Teil der Kosten, die durch den Saldo der unausgeglichenen Bilanzkreise verursacht werden. Deshalb sollte der AE-Mechanismus so weiterentwickelt werden, dass auch die Vorhaltungskosten effizient und adäquat berücksichtigt werden. Ein idealtypischer, verursacherorientierter Ansatz würde die Vorhaltungskosten der MR sowie Vorhaltungskosten der SRR anteilig umfassen. Im Gegensatz zur MR hängt der Bedarf nach SRR nicht ausschließlich von viertelstündlichen Fahrplanabweichungen ab, da die SRR auch zum Ausgleich innerviertelstündlicher Abweichungen eingesetzt wird. Deren Ausgleich liegt jedoch nicht direkt in der Verantwortung der Bilanzkreisverantwortlichen, sodass eine Umlage der entsprechenden Kosten nicht verursacherorientiert wäre. Dennoch besteht sowohl in der Dimensionierung als auch im Einsatz eine gewisse Substitutionsbeziehung zwischen MR und SRR, die für die (anteilige) Berücksichtigung der SRR-Vorhaltungskosten spricht.

Die sinnvolle Umsetzung dieses idealtypischen Ansatzes ist jedoch mit komplexen Abwägungen verbunden. Das betrifft u.a. die Frage, wie eine sachgerechte Unterteilung der SRR-Vorhaltungskosten nach innerviertelstündlicher und viertelstündlicher Verursachung erfolgen kann. Aufgrund der Herausforderungen bei der Umsetzung kann sich ein weniger verursacherorientierter, aber besser umsetzbarer Ansatz als günstigere Lösung erweisen. Denkbar sind dabei sowohl die alleinige Umlage der MR-Vorhaltungskosten, als auch die vollständige Umlage der gesamten MR- und SRR-Vorhaltungskosten. Da sich die Optionen in ihrer Anreizstärke unterscheiden, sollte eine Entscheidung über das Vorgehen im Rahmen eines geschlossenen Gesamtkonzeptes getroffen werden.

Darüber hinaus ergeben sich weitere Fragen der Ausgestaltung, die zusätzlichen Forschungsbedarf aufwerfen. Dazu zählt auch die Frage, welche Zeiträume für die Bemessung und die Abrechnung der Umlage herangezogen werden sollten. Die Zeiträume können das Umlagevolumen und damit das finanzielle Risiko der Bilanzkreise beeinflussen. Sie sollten deshalb einerseits nicht zu kurz sein, um starke Schwankungen der Umlage zu vermeiden. Andererseits sollten sie nicht so lang sein, dass die Auswirkungen systemdienlichen Verhaltens bzw. gesunkener Vorhaltungskosten erst mit deutlicher Zeitverzögerung für die Bilanzkreise sichtbar werden. Zudem kann ein langer Zeitraum dazu führen, dass die Unsicherheit über die tatsächliche Höhe der Umlage unverhältnismäßig steigt.

Weitere wichtige Abwägungen betreffen die Art der Umlage. Denkbar sind sowohl eine leistungsbezogene Umlage als auch ein viertelstündlicher Auf- bzw. Abschlag auf den reBAP. Im ersten Fall würde ein fixer „Leistungspreis“ angesetzt, der sich an den individuellen Beiträgen der Bilanzkreise zu den maximalen NRV-Salden orientiert. Eine solche Art der Umlage wäre jedoch tendenziell von zufälligen Effekten (stochastischen Einflussfaktoren) abhängig, die ggf. nicht direkt im Einflussbereich der Bilanzkreise liegen. Da diese zufälligen Effekte aber die Höhe der zu zahlenden Umlage maßgeblich beeinflussen können, kann ein leistungsbezogener Ansatz je nach Ausgestaltung wenig verursacherorientiert sein. Wir konzentrieren uns deshalb im Folgenden auf mögliche viertelstündliche Auf-/Abschläge auf den reBAP. Bei diesen Ansätzen werden die Kosten der positiven Reservevorhaltung in Viertelstunden mit einem unterdeckten NRV umgelegt, und die der negativen Vorhaltung in Viertelstunden mit überdecktem NRV.

- Konstanter Auf-/Abschlag auf den reBAP: Bei einem konstanten Auf-/Abschlag sind die Anreize von der Höhe des NRV-Saldos unabhängig. Dadurch wird vernachlässigt, dass die Dimensionierung der Reservevorhaltung insbesondere durch Situationen mit einem hohen Saldo getrieben wird. Ein konstanter Auf-/Abschlag würde deshalb keine in diesem Sinne verursacherorientierten Anreize setzen.
- Proportionaler Auf-/Abschlag auf den reBAP: Hier steigen die Anreize linear mit der Höhe des NRV-Saldos, sodass Abweichungen in Situationen, in denen die noch zur Verfügung stehende vorgehaltene Regelleistung knapp ist, stärker bewertet werden. Der Ansatz ist im Ergebnis verursacherorientierter als ein konstanter Auf-/Abschlag.
- Überproportionaler Auf-/Abschlag auf den reBAP: Bei diesem Ansatz werden die Anreize gegenüber dem linearen Auf-/Abschlag weiter gesteigert. Ein überproportionaler Auf-/Abschlag bewertet dabei individuelle Abweichungen, die bei einem hohen Saldo des NRV auftreten, relativ noch stärker. Im Ergebnis kann die Umlage bei hohen Salden sehr hoch ausfallen.

Die drei Ansätze haben unterschiedlich starke Anreizwirkungen. Die Wahl des Ansatzes sollte deshalb mit der Entscheidung über den Anteil der umzulegenden Kosten fallen und mögliche Rückwirkungen auf die Wettbewerbsintensität berücksichtigen. Dies gilt umso mehr, da die Umlage der Vorhaltungskosten das Volumen der gewälzten Kosten signifikant erhöht. Zur konkreten Ausgestaltung der Umlage besteht deshalb weiterer Forschungsbedarf.

Berücksichtigung der Regelenergiekosten in überwiegender Abrufrichtung

Neben der Einpreisung der Vorhaltungskosten können die Anreize des AE-Mechanismus auch verursachungsorientierter ausgestaltet werden, indem die Art und Weise der Umlage der Regelenergiekosten verbessert wird. Auf der ersten Berechnungsstufe

des reBAP fließen zurzeit sowohl die Kosten des Abrufs positiver als auch negativer Reserve ein. Um die Verursacherorientierung zu steigern, sollte der Quotient nur aus den Kosten des SRR- und MR-Abrufs in überwiegender Abrufrichtung (im Zähler) und dem Integral der Abrufmengen in überwiegender Richtung (im Nenner) gebildet werden. Dieser Ansatz behebt gleichzeitig einen unerwünschten Nebeneffekt der derzeitigen Division der Abrufkosten durch den NRV-Saldo: Er vermeidet, dass in Viertelstunden, in denen der Saldo aufgrund wechselnder Vorzeichen innerhalb einer 15-Minuten-Fahrplanperiode klein ist (sogenannte Nulldurchgänge), hohe reBAP-Spitzen auftreten können, obwohl das System im Durchschnitt über die 15 Minuten betrachtet relativ ausgeglichen ist. Auf diese Weise entfällt auch die Notwendigkeit für die Kappung auf der zweiten Berechnungsstufe. Im Ergebnis ist die Anreizstruktur adäquater.

Allerdings führt die effektive Vermeidung von Preisspitzen dazu, dass im Bereich der Nulldurchgänge geringere Kosten auf die Bilanzkreise gewälzt werden. Seitens der ÜNB übersetzt sich dieser Wirkungszusammenhang in geringere Einnahmen aus dem AE-Mechanismus und in steigende nicht-wälzbare Kosten (NWK) des Regelenergieabrufs, die mit den Mehrerlösen aus der Börsenpreisbindung und dem 1,5-Multiplikator verrechnet bzw. über NNE sozialisiert werden.[15] Diese Verschiebung von Kosten aus dem AE-Mechanismus in die NNE ist jedoch nicht in allen Fällen verursacherorientiert.[16] Gleichzeitig führt der Ansatz dazu, dass die ÜNB im Vergleich zu heute stärker von der Vorgabe abweichen, nach der die Kosten der Regelenergie viertelstündlich zugeordnet werden sollen. Da die betroffenen Mengen bei Nulldurchgängen jedoch relativ klein sind, sind diese Effekte begrenzt.

Einheitspreissystem für Regelenergie

Ein weiterer Ansatz zur Verbesserung der Effizienz des AE-Systems würde aus der Umstellung auf ein Einheitspreissystem des Regelenergieabrufs resultieren, sodass die Kostenbasis der ersten Berechnungsstufe des reBAP tendenziell eher den Grenzkosten des Regelenergieabrufs entspräche (vgl. hierzu auch Abschnitt 5.2). Die wesentliche Anpassung fände also auf dem Regelleistungsmarkt statt, würde sich aber letztlich auch positiv auf den AE-Mechanismus auswirken. Der Wechsel zum Einheitspreissystem sollte für den Abruf der MR erfolgen, da die Bieter im Vergleich zum jetzigen Gebotspreisverfahren einfachere Gebotsstrategien verfolgen können und sich so effizientere Marktergebnisse einstellen können. Die Gesamtkosten des Abrufs können dann wie gehabt in der ersten Berechnungsstufe des reBAP berücksichtigt

[15] Durch die oben beschriebene Umlage der Vorhaltungskosten würden die über die NNE sozialisierten Kosten insgesamt deutlich zurückgehen.

[16] Die Verschiebung von Kosten in die NNE ist nur dann verursacherorientiert, wenn diese tatsächlich durch einen Nulldurchgang des Regelleistungsabrufs und somit als Folge innerviertelstündlicher Schwankungen entstehen. Die Problematik geringer NRV-Salden und somit hoher Preise kann aber auch auftreten, wenn die Abrufe von SRR und MR während der gesamten Viertelstunde konstante, jedoch gegenläufige Vorzeichen aufweisen.

werden. Bei der SRR ist der Umstieg auf ein Einheitspreisverfahren zwar aus den gleichen Gründen erstrebenswert, aber ggf. nicht sinnvoll umsetzbar. Bei der SRR könnte der Einheitspreis aufgrund der innerviertelstündlichen Schwankungen des Abrufs oft sehr hoch ausfallen, ohne dass zwangsläufig echte Knappheit bei der vorgehaltenen Regelleistung besteht. Aus den genannten Gründen sollte deshalb zum jetzigen Zeitpunkt auf eine Umstellung auf das Einheitspreissystem für SRR verzichtet werden.

Verbesserung des Referenzwerts für die Börsenpreisbindung

Wie systemdienlich die Anreize des AE-Mechanismus sind, hängt letztlich auch davon ab, ob das Anreizsystem in sich geschlossen ist. Die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie sollte für einen Bilanzkreis mit einer Abweichung in Richtung des NRV-Saldos immer unattraktiver sein, als ein Ausgleichsgeschäft am Spotmarkt. Der derzeitige Mechanismus sieht bereits vor, dass die Ober- bzw. Untergrenze des reBAP durch den mengengewichteten mittleren Preis des kontinuierlichen Intraday-Stundenhandels gesetzt wird. Der Intraday-Stundenhandel ist jedoch nicht die einzige Möglichkeit, kurzfristige Ausgleichsgeschäfte zu tätigen. Das gilt insbesondere mit zunehmender Liquidität des kontinuierlichen Intraday-Viertelstundenhandels. Beispielsweise ist denkbar, dass der Preis eines Ausgleichsgeschäftes im Viertelstundenhandel höher ist als der an den Stundenhandel gekoppelte reBAP. In diesem Fall kann sich auch ein Bilanzkreis, dessen Abweichung mit dem NRV-Saldo korreliert ist, über die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie besser stellen.

Die Börsenpreisbindung sollte robuster gestaltet werden, indem das Maximum bzw. Minimum über alle relevanten Spotpreise als Bezugspunkt für den reBAP verwendet wird. Diese relevanten Bezugspreise sind

- der mittlere Preis des kontinuierlichen börslichen Intraday-Stundenhandels,
- der mittlere Preis des kontinuierlichen börslichen Intraday-Viertelstundenhandels,
- der Preis der Intraday-Eröffnungsauktion und
- der Day-Ahead-Preis.

Bis im Viertelstundenhandel ein ausreichendes und stabiles Liquiditätsniveau erreicht ist, könnte die Nutzung dieses Preises als Bezugspunkt zusätzlich an ein Mindesthandelsvolumen je Viertelstunde gebunden werden, um das Risiko strategischen Verhaltens zu begrenzen. Durch eine solche Definition der Börsenpreisbindung über alle relevanten Bereiche des Spotmarktes würden die Anreize des AE-Mechanismus eindeutig gesetzt. Allerdings könnte es dazu kommen, dass der so ermittelte Bezugspreis ineffizient hoch ausfällt, wenn sich beispielsweise eine im Day-Ahead-Markt sichtbare Knappheit im Laufe des kontinuierlichen Handels aufgrund einer Prognoseabweichung auflöst. Die Gefahr, dass sich aus dieser Dynamik destabilisierendes Verhalten im großen Umfang ergibt, ist jedoch begrenzt.

Alle genannten Weiterentwicklungsmöglichkeiten können dazu beitragen, dass der AE-Mechanismus sinnvoll gestärkt und die Schlüsselfunktion der Bilanzkreise für das Stromsystem unterstützt wird. Aufgrund der Komplexität und der Bedeutung des AE-Mechanismus für die Sicherheit des Stromversorgungssystems sollten die Auswirkungen möglicher Änderungen des Mechanismus jedoch sorgfältig geprüft werden. Die hier diskutierten Optionen sollten deshalb sinnvollerweise gemeinsam betrachtet werden, sodass ein in sich geschlossenes, effizientes und verursacherorientiertes Gesamtkonzept entwickelt werden kann, das die Wettbewerbsintensität nicht unnötig beeinträchtigt.

5.3 REGELLEISTUNGSMÄRKTE

Ein Beitrag von Consentec, r2b energy consulting und Connect Energy Economics

PROZESS

Die Weiterentwicklung der Regelmärkte verbessert die Integration der Marktprozesse und der erneuerbaren Energien.

In einem wettbewerblichen Strommarkt erfolgt ein Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage auf Grundlage von individuellen Geboten von Marktteilnehmern. Jeder Marktteilnehmer – Verbraucher, Erzeuger, Händler und Lieferant – ist einem Bilanzkreis zugeordnet. Der Bilanzkreisverantwortliche ist verpflichtet, auf Basis von Prognose- bzw. Plan-Werten ausgeglichene Fahrpläne im 15-Minuten-Raster für den Folgetag abzugeben und bis kurz vor physischer Erfüllung eintretende Abweichungen auszugleichen (siehe Abschnitt 5.2). Auch wenn alle Marktteilnehmer bestrebt sind, ihren Verpflichtungen nachzukommen, ergeben sich im Systembetrieb unvermeidbar Abweichungen von den Planwerten und damit zwischen Entnahmen aus dem Netz und Einspeisungen in das Netz. Auf der einen Seite resultieren diese Abweichungen aus kurzfristigen Ausfällen von Erzeugungsanlagen und Prognosefehlern bei der Last und der Einspeisung erneuerbarer Energien, die zu Abweichungen der Plan-/Prognose-Werte von den Ist-Werten im 15-Minuten-Fahrplanraster führen. Auf der anderen Seite ergeben sich Abweichungen durch stochastische Schwankungen bei Erzeugung und Verbrauch innerhalb der 15-Minuten-Fahrplanperiode.

Die Ausregelung dieser Abweichungen durch den Abruf von Regelenergie (sog. Leistungs-Frequenz-Regelung) ist für eine Einhaltung des Sollwertes der Netzfrequenz von 50 Hertz notwendig und für einen sicheren und stabilen Betrieb des Netzes bzw. des Stromversorgungssystems zwingend erforderlich. Der Abruf von Regelenergie erfolgt durch die ÜNB aus zuvor von Betreibern von Erzeugungsanlagen und Speichern sowie von Verbrauchern in wettbewerblichen Ausschreibungen kontrahierter Leistung (Regelleistung). Je nach Qualität der Regelreserve (Minutenreserve, Sekundärregelleistung und Primärregelleistung) müssen die Anbieter bestimmte Anforderungen an Bereitstellungsgeschwindigkeiten, Verfügbarkeiten und technische Voraussetzungen für einen automatisierten Abruf erfüllen. Die Erfüllung dieser Anforderungen

wird im Rahmen eines sog. Präqualifikationsverfahrens geprüft. Erst nach erfolgter Präqualifikation können Marktteilnehmer an den wettbewerblichen Ausschreibungen teilnehmen. Auch für diese Ausschreibungen sind wiederum Vorgaben für das Markt- und Produktdesign, wie z.B. der Zeitpunkt der Ausschreibung, Zuschlags- und Vergütungsregeln, Erbringungszeitraum (Gebotszeitscheibe) und Mindestgebotsgröße regulatorisch festgelegt.

Mit Präqualifikationsbedingungen und Vorgaben für das Markt- und Produktdesign sind in gewissem Umfang zumindest implizite Wettbewerbswirkungen zwischen Anbietern sowie Markteintrittsbarrieren verbunden. Somit besteht aufgrund der Bedeutung für einen sicheren und stabilen Betrieb des Elektrizitätsversorgungssystems sowie der speziellen technischen Anforderungen an Anbieter ein wesentlicher Unterschied zum wettbewerblichen Großhandelsmarkt für Strom. Marktteilnehmer auf dem Großhandelsmarkt für Strom können nicht nur Preise und Mengen, sondern auch weitere Bedingungen in bilateralen Verträgen vereinbaren und bei Bedarf anpassen. Auch die Strombörsen können die von ihnen definierten Produkte jederzeit an den Bedürfnissen der Marktteilnehmer und an den Anforderungen des Elektrizitätsversorgungssystems ausrichten Eine Weiterentwicklung der Regelleistungsmärkte bedeutet hingegen immer auch Anpassungen von regulatorischen Festlegungen und ist aufgrund der erforderlichen Sorgfalt mit entsprechendem Aufwand verbunden.[17]

Implizite Wettbewerbswirkungen und Markteintrittsbarrieren für neue Anbieter an Regelleistungsmärkten

Die Ausschreibungsregeln für die wettbewerbliche Beschaffung von Regelleistung orientieren sich traditionell einerseits an den technischen Eigenschaften und Möglichkeiten konventioneller Kraftwerke sowie (Pump-)Speicherkraftwerken von Anbietern mit umfänglichen Erzeugungsportfolien und andererseits an den Rahmenbedingungen eines von steuerbarer konventioneller Erzeugung und relativ gut prognostizierbarer Verbrauchslast geprägten Elektrizitätsversorgungssystems. In einem solchen System kann davon ausgegangen werden, dass in der Regel ausreichend konventionelle Kraftwerke zur Deckung der Verbrauchslast am Netz sind und somit zu (relativ) geringen Kosten Regelreserve der unterschiedlichen Qualitäten bereitstellen können.

Vor dem Hintergrund der Transformation des Elektrizitätsversorgungssystems mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien und der angestrebten Nutzung unterschiedlichster Flexibilitätsoptionen zur Lastdeckung sowie zur Erbringung von Systemdienstleistungen ist es erforderlich, die Ausschreibungsregelungen so zu gestalten, dass bei gleichzeitiger Wahrung der Anforderungen an die Systemsicherheit ein

[17] Ggf. sind zusätzliche Anpassungen von Gesetzen, wie dem EnWG, und Verordnungen, wie z.B. der StromNEV, erforderlich.

transparenter, technologieoffener Wettbewerb gewährleistet ist. So wird eine diskriminierungsfreie Teilnahme für andere mögliche Anbieter von Regelleistung, wie kleine Kraftwerkspools, lastseitige Flexibilitäten oder perspektivisch erneuerbare Energien, sichergestellt.

Bei konventionellen Kraftwerken führt die Bereitstellung von Regelleistung dazu, dass der Handlungsspielraum für den Einsatz und die Vermarktung an den Großhandelsmärkten für Strom eingeschränkt werden kann. So können konventionelle Kraftwerke, die positive Regelleistung anbieten, nicht mit ihrer vollen Leistung erzeugen, da sie ihre Erzeugung bei einem Abruf weiter erhöhen müssen. Je nach ihren technischen Möglichkeiten können die Kraftwerke die geforderte Energie außerdem in der Regel nicht aus dem Stillstand erbringen, sodass sie unabhängig von einem Abruf bereits mit ihrer technischen Mindestleistung Strom erzeugen müssen. Auch Kraftwerke, die negative Regelleistung bereitstellen, müssen unabhängig vom Abruf von Regelenergie mit ihrer technischen Mindestleistung Strom produzieren, um ihre Erzeugung bei einem Abruf im geforderten Umfang reduzieren zu können. Sowohl die Bereitstellung von positiver als auch von negativer Regelleistung ist deshalb für die Anbieter häufig mit Einschränkungen in der Fahrweise verbunden.

Insbesondere in Situationen mit hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien und geringer Last, sog. Überschusssituationen, und somit geringen Strompreisen am Großhandelsmarkt, wie sie zukünftig in zunehmendem Ausmaß zu erwarten sind, kann eine Bereitstellung von Regelleistung aus konventionellen Kraftwerken zu hohen Kosten und der Notwendigkeit einer Abregelung von erneuerbaren Energien führen.

Ziel der Weiterentwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen des Regelleistungsmarktes sollte daher die Schaffung eines intensiven Wettbewerbs zwischen unterschiedlichen Angebotsoptionen sein, um zu jedem Zeitpunkt ein ausreichendes Angebot auf dem Markt verfügbar zu haben und die Kosten der Beschaffung von Regelleistung sowie des Abrufs gering zu halten. Die Ausschreibungsregeln der Regelleistungsmärkte sollten den Marktzugang für alle effizienten Anbieter ermöglichen und somit gerade auch in Situationen mit hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien die Notwendigkeit eines ggf. ineffizienten Weiterbetriebs konventioneller Kraftwerke zur Erbringung von Systemdienstleistungen vermeiden bzw. reduzieren.

Zugleich muss aufgrund der hohen Relevanz einer ausreichenden Vorhaltung und sicheren Verfügbarkeit von Regelleistung gewährleistet sein, dass die ÜNB zu jedem Zeitpunkt die Möglichkeit haben, ausreichend Regelleistung zu beschaffen, und die Regelleistung zu jedem Zeitpunkt für den Abruf verfügbar ist.

In der Vergangenheit wurden bereits zahlreiche Anpassungen der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen durch die Bundesnetzagentur vorgenommen und

durch die ÜNB umgesetzt, um den zuvor genannten Zielen besser gerecht zu werden. Im Wesentlichen wurden

- die Dauer von Erbringungszeiträumen (Gebotszeitscheiben) verringert,
- die Ausschreibungsfrequenzen erhöht, d.h. die Zeitspanne zwischen Beschaffung und Erbringungszeitraum (Vorlaufzeiten) reduziert,
- die Transparenz durch zusätzliche Veröffentlichungspflichten erhöht und
- die Teilnahmemöglichkeiten sowie Möglichkeiten zur Absicherung für Anbieter mit einer geringen Angebotsleistung verbessert.

Die in der jüngeren Vergangenheit vorgenommenen Anpassungen sind in folgender Übersicht dargestellt.

		Häufigkeit der Ausschreibung	Erbringungszeitraum	Mindestangebotsgröße	Pooling
MR	alt	werktäglich	4 Stunden	15 MW	nach Zustimmung des ÜNB
	neu	werktäglich	4 Stunden	5 MW	ja
SRR	alt	monatlich	HT (Mo-Fr: 8-20 Uhr), NT (Mo-Fr: 20-8 Uhr; Sa-So, Feiertage: ganztägig)	10 MW	nach Zustimmung des ÜNB
	neu	wöchentlich	HT (Mo-Fr: 8-20 Uhr), NT (Mo-Fr: 20-8 Uhr; Sa-So, Feiertage: ganztägig)	5 MW	ja
PRR	alt	monatlich	1 Woche	5 MW	nach Zustimmung des ÜNB
	neu	wöchentlich	1 Woche	1 MW	ja

Tabelle 1: Änderungen der Ausschreibungsbedingungen der Regelleistungsmärkte.
Die jeweils zweite Zeile gibt den aktuellen Stand auf Basis der Beschlüsse BK6-10-099, BK6-10-098 und BK6-10-097 wieder.
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2011a), BNetzA (2011b), BNetzA (2011c).

Darüber hinaus wurde für Betreiber von EEG-Anlagen die Möglichkeit geschaffen, als Anbieter am Regelleistungsmarkt Gebote abzugeben, wenn sie sich für eine Direktvermarktung entschieden haben und die entsprechenden Voraussetzungen für eine Teilnahme (insbesondere Präqualifikationsanforderungen) erfüllen können.

Durch diese Anpassungen konnten Markteintrittsbarrieren für potenzielle Wettbewerber abgebaut werden. In der Folge hat die Wettbewerbsintensität erheblich zugenommen. So hat sich die Anbieteranzahl bei PRR von 5 Ende des Jahres 2007 auf

aktuell 21, bei SRR von 5 Ende des Jahres 2007 auf aktuell 27 und bei MR von 23 Ende des Jahres 2007 auf aktuell 40 erhöht.[18]

Trotz dieser Anpassungen sind durch die regulatorischen Festlegungen zum Ausschreibungsdesign zumindest in einigen Segmenten der Regelleistungsmärkte weiterhin unnötige Markteintrittsbarrieren und Wettbewerbsverzerrungen gegeben, deren Relevanz im Zeitverlauf weiter steigen wird. Insbesondere Regelungen zu Erbringungszeiträumen (Gebotszeitscheiben) und Vorlaufzeiten zwischen Ausschreibung und Lieferzeiten auf den Märkten für SRR und PRR können als Hemmnisse für einen technologieneutralen Wettbewerb angesehen werden. Sie können zu einer Verringerung des Angebotspotenzials, einer Erhöhung der Risiken und Kosten insbesondere für kleine Anbieter mit wenig diversifizierten Angebotsportfolien und einer Erhöhung der Systemkosten durch einen ineffizienten Mix von Angebotsoptionen zur Bereitstellung von Regelleistung führen, wie wir im folgenden Abschnitt erläutern.

Wirkung der Hemmnisse

Bezuschlagte Anbieter müssen über den gesamten Erbringungszeitraum (Gebotszeitscheibe) ihre Leistung für Abrufe von Regelenergie sicher verfügbar haben und sich somit auch gegen ungeplante Nicht-Verfügbarkeiten zusätzlich absichern. Bei langen Gebotszeitscheiben können bereits geplante Nicht-Verfügbarkeiten in wenigen Stunden, z.B. aufgrund von Überschneidungen von Wartungen und Revisionen von Anlagen zu Beginns oder Ende des Lieferzeitraums, das Angebotspotenzial für den gesamten Erbringungszeitraum verringern. Zudem führen sowohl lange Erbringungszeiträume als auch lange Zeiträume zwischen Ausschreibung und Lieferzeitraum aufgrund von Dargebotsabhängigkeiten (z.B. bei Windenergie, Laufwasser und PV) sowie weiteren zu beachtenden Randbedingungen (z.B. bei Produktionsprozessen von Verbrauchern oder Wärmebedarf bei KWK-Anlagen) dazu, dass das Angebotspotenzial schwankt und mit Unsicherheiten verbunden ist.

Je nach Angebotsoption und Angebotsportfolio sind diese Schwankungen und Unsicherheiten in unterschiedlichem Umfang relevant. Anbieter mit umfänglichen und diversifizierten Angebotsportfolien können Ausgleichseffekte nutzen und Risiken zu relativ geringen Kosten absichern. Für Anbieter mit kleinen, wenig diversifizierten Angebotsportfolien sind diese Möglichkeiten hingegen nicht bzw. nur eingeschränkt gegeben. Somit ergibt sich einerseits eine Verringerung des Angebotspotenzials. Andererseits resultieren Wettbewerbsverzerrungen zwischen Anbietern mit einer hohen potenziellen Angebotsleistung in einem diversifizierten Portfolio und Anbietern mit einer geringen potenziellen Angebotsleistung mit einer geringen Diversifizierung ihres Portfolios. Durch lange Erbringungszeiträume werden somit ggf. effiziente Anbieter für Regelleistung mit geringeren Opportunitätskosten, die ihre Leistung nur

[18] ÜNB (2014), Regelenergie Anbieterliste Stand 19.11.2014.

schwer über lange Zeiträume auf einem konstanten Niveau bereitstellen können, implizit diskriminiert.

Darüber hinaus sind bei einer langen Vorlaufzeit zwischen Ausschreibung und Lieferung erhebliche Unsicherheiten über die sich zum Lieferzeitpunkt realisierenden Strompreise am Großhandelsmarkt gegeben. Der Strompreis am Großhandelsmarkt ist für die meisten Anbieter ein wesentlicher Einflussfaktor für die Opportunitätskosten bzw. tatsächlichen Kosten für die Bereitstellung von Regelleistung, sodass sich für alle Anbieter – allerdings in unterschiedlichem Ausmaß – Kostenrisiken ergeben. Opportunitätskosten sind Teil des ökonomischen Kalküls der Betreiber von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen und werden im Rahmen der Optimierung des Anlageneinsatzes bei der Angebotslegung an den Regelleistungsmärkten und den Vermarktungsentscheidungen am Spotmarkt berücksichtigt.

Auch starke Schwankungen des Strompreises innerhalb langer Lieferzeiträume können die Opportunitätskosten erhöhen. Somit führen sowohl lange Erbringungszeiträume als auch lange Vorlaufzeiten bei der Regelleistung tendenziell zu einer unnötigen zusätzlichen Erhöhung der Opportunitätskosten und beeinträchtigen die Effizienz des Marktergebnisses. Wiederum gilt, dass Anbieter mit einer hohen potenziellen Angebotsleistung in einem diversifizierten Portfolio einen Wettbewerbsvorteil gegenüber Anbietern mit einer geringen potenziellen Angebotsleistung sowie einer geringen Diversifizierung ihres Portfolios haben. Erstere haben innerhalb ihres Angebotsportfolios Möglichkeiten zur Anpassung, sodass sie in Abhängigkeit des sich realisierenden Strompreises am Großhandelsmarkt Angebotsoptionen mit geringen Kosten nutzen können und ihre Verpflichtungen innerhalb einer Gebotszeitscheibe mit unterschiedlichen Optionen erfüllen können, während letztere ggf. hohe Kosten zur Erfüllung ihrer Verpflichtungen haben und bereits bei der Gebotsabgabe einen entsprechenden Aufschlag einkalkulieren müssen.

Mittel- bzw. langfristiges Zielmodell bei der Beschaffung von Regelleistung

Bei einer Weiterentwicklung der Regelleistungsmärkte sollten bestehende Hemmnisse abgebaut werden. Mit Blick auf die Regelleistungsvorhaltung ist dabei insbesondere zu vermeiden, dass eine Teilnahme technisch grundsätzlich geeigneter und ökonomisch effizienter Anbieter aufgrund der Marktregeln gehemmt wird. So kann die Effizienz der Bereitstellung erhöht werden und zugleich eine Vorhaltung aus konventionellen Kraftwerken unter Inkaufnahme von Mindesterzeugung in relevanten Situationen vermieden werden. Grundsätzlich gilt jedoch, dass das Regelleistungsmarktdesign nur in der Form weiterentwickelt werden sollte, dass die Systemsicherheit auf heutigem Niveau gewährleistet bleibt. Unter dieser Voraussetzung sollte die Weiterentwicklung des Regelleistungsmarktes darauf abzielen, dass auf einem technologieoffenen, transparenten Wettbewerbsmarkt die situationsabhängig effizientesten Anbieter Regelleistung bereitstellen. Dies erfordert auf der einen Seite, dass erneuerbare

Energien und kleinere Anbieter einen diskriminierungsfreien Zugang zum Markt erhalten. Andererseits sollten aber auch keine Sonderregelungen für bestimmte Anbieter geschaffen werden. Gleichzeitig sollten die Maßnahmen eine effizientere Kraftwerkseinsatzoptimierung unter Berücksichtigung der Spot- und Regelleistungsmärkte ermöglichen, sodass konsistente Preissignale möglichst unverzerrte Anreize für die Betriebsentscheidungen von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen setzen können.

Ein mittel- bis langfristiges Zielmodell für alle drei Qualitäten der Regelleistung wäre eine kalendertägliche Beschaffung mit Erbringungszeiträumen von einer Stunde. Dabei sollte die Möglichkeit der Abgabe zeitkoppelnder Blockgebote geschaffen werden, um die technischen Restriktionen vor allem konventioneller Kraftwerke adäquat zu berücksichtigen. Diese können ohne Möglichkeiten von Zeitkopplungen nicht angemessen bei der Angebotsstellung abgebildet werden, sodass sich ggf. erhebliche Kosten ergeben würden, wenn Anbieter nur für eine oder wenige, ggf. sogar nicht verbundene Stunden einen Zuschlag erhielten.[19]

Durch eine kalendertägliche Beschaffung könnten zusätzliche Informationen zur fundamentalen Marktsituation (z.B. zur Einspeisung erneuerbarer Energien) im Rahmen der Gebotsabgabe an den Regelleistungsmärkten berücksichtigt werden und somit die Effizienz bei der Gebotsabgabe an den Regelleistungsmärkten erhöht werden. Darüber hinaus würden Hemmnisse für die Teilnahme von Anbietern mit einer geringen potenziellen Angebotsleistung sowie einer geringen Diversifizierung ihres Portfolios reduziert. Durch die Möglichkeit der Bereitstellung von Stundenprodukten würden die Ineffizienzen aufgrund von Preisschwankungen innerhalb der Produktlaufzeit deutlich reduziert werden und Hemmnisse für die Teilnahme von Akteuren, die ihre Leistung nur schwer über lange Zeiträume auf einem konstanten Niveau bereitstellen können, reduziert.

Die zeitliche Taktung der Beschaffung der drei Qualitäten von Regelleistung sollte so erfolgen, dass eine möglichst hohe Liquidität der Marktsegmente gewährleistet wird. Als erstes sollte daher die Beschaffung der PRR erfolgen, gefolgt von der Beschaffung der SRR. Im Anschluss sollte die MR beschafft werden. Das Marktergebnis der MR-Auktion sollte vor dem Handelsschluss auf dem Day-Ahead-Markt vorliegen, sodass ggf. aus der Bereitstellung von Regelleistung hervorgehende Restriktionen für die Vermarktungsentscheidungen auf dem Day-Ahead-Markt bekannt sind. Aus möglichen Fehlerwartungen bezüglich des Marktergebnisses des Day-Ahead-Marktes resultierende Ineffizienzen erscheinen deutlich geringer als im umgekehrten Fall. Zudem wird so eine größtmögliche Liquidität auf den Regelleistungsmärkten gewährleistet, was ein hohes Angebotspotenzial auf den Regelleistungsmärkten sicherstellt

[19] Dabei sollte die tatsächlich gewährte Flexibilität bei der Gebotsabgabe (z.B. hinsichtlich Zahl von Blockgeboten pro Anbieter, Zeitraum, über den Kopplungen zulässig sind, etc.) abhängig von den zeitlichen Anforderungen für den Prozess und den Rechenzeitanforderungen zur Ermittlung des Marktergebnisses festgelegt werden.

und angesichts der zwar gestiegenen, aber immer noch deutlich hinter der auf den Großhandelsmärkten zurückliegenden Wettbewerbsintensität adäquat erscheint.

Anpassungen im Minutenreservemarkt

Die Entwicklung des Minutenreservemarktes ist bereits sehr weit in Richtung des Zielmodells fortgeschritten. Die im Zielmodell beschriebene Umstellung auf eine kalendertägliche Ausschreibung und eine Verkürzung der minimalen Erbringungszeiträume auf eine Stunde sollte für den MR-Markt vollständig umgesetzt werden.[20]

Anpassungen im Sekundärregelreservemarkt

Im Vergleich zum Minutenreservemarkt bestehen im Sekundärregelreservemarkt zurzeit noch relativ starke Hemmnisse, die durch Anpassungen gemäß dem skizzierten Zielmodell abgeschwächt werden können. In einem optimierten SRR-Markt sollte die Ausschreibung ebenfalls kalendertäglich stattfinden. Die aktuelle wöchentliche Ausschreibung führt dazu, dass zwischen Ausschreibung und Ende des Erbringungszeitraums elf Tage liegen. Zudem ist der SRR- Erbringungszeitraum zurzeit mit einer Woche sehr lang. Idealerweise sollte dieser zumindest perspektivisch ebenfalls auf eine Stunde verkürzt werden. Allerdings können die einstündigen Produkte eine Herausforderung für konventionelle Anbieter, deren Beitrag zur SRR unabhängig von der angestrebten Flexibilisierung des Segments auf absehbare Zeit signifikant bleiben wird, darstellen. Beispielsweise sind hohe An- und Abfahrkosten konventioneller Kraftwerke mit einem Erbringungszeitraum von einer Stunde oder mehrerer, nicht zusammenhängender Stunden ggf. nicht kompatibel oder führen zu erheblichen zusätzlichen Kosten. Deshalb sollte insbesondere auch bei der SRR die Möglichkeit zur Abgabe von Blockgeboten über mehrere Stunden bestehen. Eine Umstellung auf das Zielmodell ohne Zwischenschritte stellt voraussichtlich sowohl die Marktakteure als auch die Übertragungsnetzbetreiber vor signifikante Herausforderungen. Daher könnte ein schrittweiser Übergang von der Hauptzeit-/Nebenzeit-Struktur (zwei Gebotszeitscheiben pro Woche) zunächst auf Vierstundenprodukte (42 Gebotszeitscheiben pro Woche) und ggf. zukünftig auf einstündige Produkte eine praktikable Übergangslösung darstellen.

Im derzeitigen Modell der wöchentlichen SRR-Ausschreibung ist vorgesehen, dass eine zweite Auktion angesetzt werden kann, falls die Regelleistungsnachfrage in der ersten Auktion nicht vollständig gedeckt werden konnte. Bei einem Übergang zu einer täglichen Ausschreibung müssten alle Day-Ahead-Handelsabläufe deutlich gestrafft werden, um eine zweite SRR-Auktion durchführen zu können, die sinnvoll auf den MR- und den Spotmarkt abgestimmt ist. Zwar ist nicht grundsätzlich davon auszugehen, dass es in einem wie skizziert weiterentwickelten und eingeschwungenen SRR-

[20] Ggf. könnte die Möglichkeit der Abgabe von Blockgeboten für jeweils vier Stunden einen sinnvollen Weg darstellen. Dies würde den aktuellen Gebotszeitscheiben der MR entsprechen.

Markt zu einem systemsicherheitsgefährdenden Unterangebot an SRR kommt. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass – gerade aufgrund der nicht vollständig befriedigenden Wettbewerbssituation in diesem Segment – der Übergang vom Status quo auf das skizzierte Modell herausfordernd sein könnte. Zur Absicherung gegenüber dem Risiko eines nicht ausreichenden Angebots an SRR kann in der Übergangsphase zweistufig vorgegangen werden. Um sicherzustellen, dass auch bei einer kalendertäglichen Beschaffung eine ausreichende Liquidität im SRR-Markt gewährleistet ist, erscheinen sowohl die Einführung eines Sekundärmarktes als auch die Möglichkeit einer Reallokation wöchentlich ausgeschriebener SRR-Vorhaltung über sog. ‚Market Maker' als praktikable Übergangsoptionen.

Mittels der Einführung eines Sekundärmarktes könnte in der Übergangsphase ein im Zeitverlauf abnehmender Teil der SRR wie bisher wöchentlich beschafft werden (Primärauktion). Bezuschlagte Anbieter können ihre bezuschlagten Gebote bei den ÜNB zur Reallokation im Rahmen einer werktäglichen Auktion (Sekundärauktion) anmelden.

Bei einer Reallokation wöchentlich ausgeschriebener SRR-Vorhaltung über Market Maker würde bei der wöchentlichen Primärauktion noch keine Zuordnung der Vorhaltung vorgenommen. Es würden lediglich Bieter ermittelt, die sich gegen Zahlung einer Prämie verpflichten, ein ausreichendes Angebot in der werktäglichen Auktion zu gewährleisten.

Anpassungen im Primärregelreservemarkt

Perspektivisch können die Erfahrungen mit kürzeren Vorlaufzeiten und Erbringungszeiträumen bei der SRR auch auf die Auktion der Primärregelreserve übertragen werden. Zurzeit wird die PRR einmal pro Woche für die Folgewoche beschafft, die durch ein einziges Produkt abgedeckt wird. Bei der PRR sollte die Beschaffung, soweit technisch möglich, zudem getrennt nach negativer und positiver Reserve erfolgen, wie es bereits bei SRR und MRR der Fall ist. Da an der PRR-Auktion auch Anbieter aus den Niederlanden und der Schweiz teilnehmen können, sollten Änderungen mit den Nachbarländern koordiniert werden.

Alle genannten Maßnahmen tragen dazu bei, dass sich jeweils die Anbieter mit den situationsabhängig geringsten (Opportunitäts-) Kosten am Regelleistungsmarkt durchsetzen können und die Koordination mit dem Spotmarkt erleichtert wird. Dadurch kann die Effizienz der Regelleistungsvorhaltung insgesamt gesteigert werden und eine ggf. situationsabhängig ineffiziente Mindesterzeugung aus konventionellen Kraftwerken aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung gesenkt werden. Diese Effekte werden zusätzlich gestärkt, indem erneuerbaren Energien und flexiblen Nachfragern die Teilnahme am Regelleistungsmarkt gegenüber heute erleichtert wird.

5.4 NETZENTGELTE

Ein Beitrag von r2b energy consulting und Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung

ZULASSEN

Die Marktteilnahme potenzieller Anbieter von Flexibilität sollte nicht unnötig gehemmt werden.

Strompreise für Endverbraucher setzen sich aus mehreren Komponenten zusammen. Neben den Beschaffungskosten am Großhandelsmarkt und einer Vertriebsmarge für den Lieferanten sind im Endkundenpreis Abgaben, Steuern, Umlagen sowie Netzentgelte enthalten.

Die Kosten der Bereitstellung der Netzinfrastruktur, des Netzbetriebs und teilweise auch der Erbringung von Systemdienstleistungen (z.B. Kosten für Vorhaltung von Regelleistung und Kosten für die Erbringung von Blindleistung), die bei den Netzbetreibern anfallen, werden in Deutschland ausschließlich von den Stromverbrauchern getragen. Abhängig von der Spannungsebene, vom Netzbetreiber sowie weiteren Charakteristika variieren die Netzentgelte in Deutschland. Im Jahr 2014 betrug das Netzentgelt für einen

- Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh und Versorgung in Niederspannung durchschnittlich 6,47 €-Cent je kWh,
- Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh/a, einer Jahreshöchstlast von 50 kW und einer Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden bei Versorgung in Niederspannung durchschnittlich 5,65 €-Cent je kWh,
- Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh, einer Jahreshöchstlast von 4.000 kW und einer Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden bei Versorgung in Mittelspannung 1,9 €-Cent je kWh.[21]

Bei der Ermittlung der Netzentgelte für Endverbraucher, d. h. bei der Netzentgeltsystematik, kann man vereinfachend zwischen zwei Kundengruppen differenzieren:

- Nicht-leistungsgemessene Verbraucher: Bei diesen Verbrauchern wird lediglich der Stromverbrauch im Abrechnungszeitraum gemessen und es wird ein Standardlastprofil[22] unterstellt. Diese Netznutzer zahlen ggf. einen Grundpreis je Netzanschluss und eine Arbeitspreiskomponente, d. h. eine Zahlung je verbrauchter Einheit Strom (kWh).
- Leistungsgemessene Verbraucher: Bei diesen Verbrauchern wird der viertelstundenscharfe Lastgang gemessen. Diese Netznutzer zahlen eine Arbeits- und eine Leistungspreiskomponente des Netzentgeltes. Während die Arbeitspreiskomponente eine Zahlung je verbrauchter Einheit Strom (kWh)

[21] Vgl. BNetzA/BKartA (2014).

[22] Standardlastprofile bilden für unterschiedliche Typen von Netznutzern, wie private Haushalte, Gewerbebetriebe und landwirtschaftliche Betriebe, typische bzw. durchschnittliche Bezugsstrukturen ab.

darstellt, ist die Leistungspreiskomponente eine Zahlung in Euro je kW, die sich an der höchsten im Jahr aufgetretenen Bezugsspitze bemisst.

Die Abhängigkeit der zu zahlenden Netznutzungsentgelte von der bezogenen Energie (leistungsgemessene und nicht-leistungsgemessene Verbraucher) sowie der individuellen Bezugsspitze eines Jahres (leistungsgemessene Verbraucher) zielt grundsätzlich darauf ab, die Kosten der Netzinfrastruktur und des Netzbetriebs verursachungsorientiert zu verteilen.

Bei den leistungsgemessenen Verbrauchern sind zwei wesentliche Ausnahmeregelungen, die sich aus § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV und § 19 Abs. 2 Satz 2ff. ergeben, gegeben:

- Verbraucher mit atypischer Netznutzung (§ 19 Absatz 2 Satz 1 StromNEV): Netzbetreiber müssen einem Verbraucher ein reduziertes Entgelt anbieten, wenn die individuelle Bezugsspitze des Verbrauchers zeitlich nicht mit hohen Gesamtentnahmen (Hochlastzeitfenster) aus dem Netz zusammenfällt. Die Hochlastzeitfenster werden bislang jährlich nach einer vorgeschriebenen Methodik auf Basis der viertelstündlichen Netzlast des vergangenen Jahres für die vier Jahreszeiten des Folgejahres bestimmt.[23] Individuelle Bezugsspitzen der Verbraucher mit atypischer Netznutzung, die außerhalb der Hochlastzeitfenster auftreten, sind nicht relevant für die Ermittlung der Leistungspreiskomponente des Netzentgeltes.
- Großverbraucher mit gleichmäßiger Netznutzung (§ 19 Absatz 2 Satz 2ff. StromNEV): Verteilnetzbetreiber müssen einem Großverbraucher ein reduziertes Netzentgelt anbieten, wenn sie mindestens 7.000 Benutzungsstunden bezogen auf ihre individuellen Bezugsspitze und einen Stromverbrauch von mehr als 10 GWh pro Jahr aufweisen. Mit einer weiteren Steigerung der Benutzungsstundenzahl erhöht sich zudem stufenweise die maximal mögliche Reduktion.[24]

Beide Ausnahmeregelungen belohnen über die Netzentgeltreduktion ein besonderes Netznutzungsverhalten von Stromverbrauchern gegenüber der allgemein gültigen Netzentgeltsystematik.

Netzentgeltsystematik und Ausnahmeregelungen als Hemmnisse für marktdienliche Flexibilisierung des Verbrauchs

Für die im Zuge der Transformation des Elektrizitätsversorgungssystems erforderliche Flexibilisierung auch der Nachfrageseite stellen die aktuelle Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik sowie die Ausgestaltung der Anspruchsvoraussetzungen für

[23] Die vier Jahreszeiten entsprechen dabei nicht denen des astronomischen Kalenders.

[24] Die tatsächliche Reduktion ist abhängig von der sog. physikalischen Komponente, die die Kosten einer fiktiven Leitungsnutzung des Verbrauchers zwischen dem Netzanschlusspunkt und einer geeigneten Erzeugungsanlage widerspiegelt.

die Ausnahmeregelungen potenzielle Hemmnisse für die markt- und systemdienliche Erschließung und Nutzung von Flexibilität bei den Verbrauchern dar:

- Bereitstellung von Regelleistung durch Verbraucher: Sowohl für leistungsgemessene Verbraucher ohne Netzentgeltreduktion als auch für Großverbraucher mit gleichmäßiger Netznutzung ergeben sich aus der Ausgestaltung der Regelungen (wirtschaftliche) Hemmnisse für die Teilnahme an den Regelleistungsmärkten.
- Lasterhöhungen bei geringen oder negativen Strompreisen am Großhandelsmarkt: Für leistungsgemessene Verbraucher ohne Netzentgeltreduktion und Großverbraucher mit gleichmäßiger Netznutzung bestehen Hemmnisse für eine Ausweitung des Strombezugs bei niedrigen oder negativen Strompreisen, wenn sich dadurch die individuelle Bezugsspitze erhöht. Für Verbraucher mit atypischer Netznutzung besteht dieses Hemmnis lediglich innerhalb der Hochlastzeitfenster.
- Lastreduktion bei hohen Strompreisen am Großhandelsmarkt: Für Großverbraucher mit gleichmäßiger Netznutzung bestehen ggf. Hemmnisse für eine Reduktion des Strombezugs bei hohen Strompreisen, wenn die Jahresbenutzungsstunden dadurch unter den relevanten Schwellenwert absinken.

Die Ermittlung der Leistungspreiskomponente bei leistungsgemessenen Verbrauchern und Großverbrauchern mit gleichmäßiger Netznutzung stellt aus betriebswirtschaftlicher Sicht einen Anreiz dar, möglichst keine hohen Bezugsspitzen aufzuweisen und somit eine möglichst hohe Auslastung des Netzanschlusses zu erreichen. Im Hinblick auf die Netzdienlichkeit und das Kostenverursacherprinzip sollte diese Systematik ursprünglich dazu beitragen eine möglichst verursachungsorientierte Verteilung der Kosten der Bereitstellung der Netzinfrastruktur zu gewährleisten, und so keine ineffizient große Dimensionierung der Netzbetriebsmittel aufgrund einzelner hoher Bezugsspitzen von Verbrauchern erforderlich zu machen. Jedoch führt dieses Wirkungsgefüge insbesondere in einem von hohen Anteilen erneuerbarer Energien geprägten Stromversorgungssystem auch dazu, dass Verbraucher ihren Bezug in sog. Überschusssituationen mit niedrigen oder negativen Strompreisen ggf. nicht ausweiten, um höhere Netzentgeltzahlungen zu vermeiden. Eine tendenziell auch für das Netz entlastend wirkende Flexibilisierung dieser Verbraucher in Situationen mit hoher Einspeisung aus dargebotsabhängigen EE auf Basis von Preissignalen des Strommarktes wird somit gehemmt. Darüber hinaus wird die Bereitstellung negativer Regelleistung durch die Einbeziehung einer durch den Abruf von negativer Regelarbeit entstandenen Bezugsspitze bei der Ermittlung der Leistungspreiskomponente und der Jahresbenutzungsstunden negativ beeinflusst.

Die ursprüngliche Motivation für die Sonderregelung für Verbraucher mit atypischer Netznutzung liegt darin, eine Verlagerung des Verbrauchs aus den Hochlastzeiten heraus zu belohnen und so die Spitzen der Netzlast zu reduzieren, um letztlich die

erforderliche Dimensionierung der Netzbetriebsmittel und den Netzausbau zu minimieren. In einem von steuerbarer konventioneller Erzeugung und relativ gut prognostizierbarer Verbrauchslast geprägten Stromversorgungssystems, erscheint eine solche Systematik probat. In Anbetracht der zunehmend volatilen Einspeisung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien erscheint eine Belohnung der Ausrichtung des Netznutzungsverhaltens an starren Hochlastzeitfenstern ohne Berücksichtigung der Residuallast jedoch nicht mehr zeitgemäß. In vielen Verteilnetzen ist inzwischen die Ausspeisung von EE-Strom in höhere Netzebenen Treiber für den erforderlichen Ausbau. Wenn nun z.B. mittags zum Zeitpunkt hoher PV-Einspeisung der Stromverbrauch zusätzlich reduziert wird, steigen der lokale Erzeugungsüberschuss, die Ausspeisung und letztlich der Netzausbaubedarf. Dies widerspricht nicht nur der ursprünglichen Motivation der Regelung, sondern führt in Überschusssituationen mit niedrigen Großhandelspreisen zusätzlich dazu, dass die Verbraucher ihren Bezug an der Netzentgeltstruktur und nicht an den Marktpreissignalen ausrichten.

Die Kopplung des reduzierten Netzentgelts für Großverbraucher mit gleichmäßiger Netznutzung an Benutzungsstunden und an den Gesamtverbrauch führt dazu, dass Flexibilitätspotenziale auf der Nachfrageseite nicht effizient genutzt werden. Ein solcher Verbraucher läuft Gefahr, seine Anspruchsberechtigung für die Vergünstigung zu verlieren, wenn er sein Lastflexibilitätspotenzial flexibel entsprechend der Marktpreissignale nutzt: Reduziert er seinen Konsum in Knappheitssituationen, senkt dies seine Benutzungsstunden, wodurch er sowohl die kritische Benutzungsstundengrenze als auch den zu erfüllenden jährlichen Mindeststromverbrauch unterschreiten könnte. Erhöht der Verbraucher bei einem Stromüberangebot am Markt seinen Verbrauch, so kann auch seine Jahreshöchstlast steigen und damit die Referenzgröße für die Benutzungsstunden. Er müsste damit im Jahr signifikant mehr Strom verbrauchen, um weiterhin von dem reduzierten Netzentgelt zu profitieren. Ähnliches gilt, wenn ein Verbraucher Regelleistung bereitstellt und auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers seine Last anpasst. Durch diese Regelungen wird gerade der flexible Einsatz derjenigen Verbraucher gehemmt, die aufgrund ihres hohen Flexibilitätspotenzials besonders für Lastmanagement und die Bereitstellung von Regelleistung geeignet sind.

Anpassungsoptionen bei Netzentgeltsystematik und bei Ausnahmeregelungen

Die Regelungen zur Bestimmung der Netzentgelte sollten so angepasst werden, dass Hemmnisse für die aktive Einbindung der Verbraucher in den Markt reduziert werden und das Großhandelspreissignal die Verbraucher möglichst unverzerrt erreicht. Für eine Anpassung der Netzentgeltsystematik und / oder der Ausnahmeregelungen existieren verschiedene denkbare Ansatzpunkte. Einerseits werden aktuell grundlegende Anpassungen der Netzentgeltsystematik, wie z.B. eine Dynamisierung von

Netzentgelten[25] oder eine Stärkung der Leistungspreiskomponente[26], diskutiert. Andererseits bestehen Möglichkeiten zur Weiterentwicklung der bestehenden Netzentgeltsystematik und der Ausnahmeregelungen im Sinne einer Öffnung der Regelungen für marktdienliches Verhalten, um eine bessere Kompatibilität der Bestimmung der Netzentgelte mit den Anforderungen des sich im Umbruch befindlichen Elektrizitätsversorgungssystems zu erzielen. Mit Hilfe solcher ggf. kurzfristig implementierbarer Weiterentwicklung der bestehenden Regelungen kann schnell und effektiv ein erheblicher Beitrag zum Abbau relevanter Hemmnisse geleistet werden. Die Herausforderung bei Anpassungen der Netzentgeltsystematik und der Ausnahmeregelungen liegt dabei insbesondere in der Koordination von markt- und netzdienlichem Verhalten. D.h. bei der Öffnung der Regelungen für marktdienliches Verhalten sollten auch unerwünschte Rückwirkungen auf die Netze, wie z.B. zusätzliche, kritische Netzbelastungen in der kurzen Frist und zusätzlicher, ineffizienter Netzausbaubedarf in der mittleren und längeren Frist, in geeigneter Weise adressiert werden.

Eine Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik für leistungsgemessene Verbraucher kann einen Beitrag zur Flexibilisierung des Verbrauchs in Überschusssituationen leisten. Konkret könnte in Überschusssituationen eine Erhöhung der Bezugsspitze bei der Ermittlung der Jahresbenutzungsstunden unberücksichtigt bleiben, sobald der Strompreis am Großhandelsmarkt eine bestimmte Grenze unterschreitet. Somit würde der Anreiz für einen leistungsgemessenen Verbraucher im Hinblick auf eine Ausweitung des Strombezugs in solchen Situationen nicht durch das Risiko eines höheren Netzentgeltes eingeschränkt. Eine Erhöhung des Verbrauchs in solchen Situationen kann ggf. jedoch nicht nur die Belastungssituation des Netzes verringern, sondern unter Umständen die Belastungssituation in einzelnen Netzbereichen auch verstärken. Um zu gewährleisten, dass sich ein solches marktorientiertes Verbrauchsverhalten nicht negativ auf das Netz oder einzelne Netzbereiche auswirkt, könnte ein zusätzlicher Indikator, der netzkritische Situationen signalisiert, oder eine zusätzliche Bedingung, die kritische Netzrückwirkungen ex-ante ausschließt, herangezogen werden.[27]

Außerhalb der Hochlastzeitfenster für Verbraucher mit atypischer Netznutzung ist ein flexibler Einsatz von Lastflexibilitätspotenzialen nicht gehemmt. Im Zuge einer Weiterentwicklung der Ausnahmeregelungen gemäß § 19 Absatz 2 Satz 1 StromNEV sollte die Ausnahmeregelung für Verbraucher mit atypischer Netznutzung nach Möglichkeit so angepasst werden, dass die Hochlastzeitfenster die tatsächlichen Netzrestriktionen besser abbilden. Eine kurzfristigere und möglicherweise dynamische Bestimmung der Hochlastzeitfenster ggf. unter Einbezug von Parametern, wie beispielsweise

[25] Vgl. z.B. RAP (2014), EURELECTRIC (2013).

[26] Vgl. z.B. VKU (2013).

[27] Beispielsweise könnte geprüft werden, ob ggf. optimiert ermittelte Hochlastzeitfenster für die atypische Netznutzung einen geeigneten Indikator für den (erwarteten) Netzzustand darstellen oder ob ggf. eine Präqualifikation durch den Netzbetreiber eine Möglichkeit darstellt, kritische Netzrückwirkungen der Regelung zu vermeiden.

der erwarteten Einspeisung aus erneuerbaren Energien, könnte zu einer markt- und systemdienlicheren Nutzung von Lastflexibilität dieser Verbraucher beitragen. So könnte sichergestellt werden, dass eine bestmögliche Beseitigung der resultierenden Hemmnisse außerhalb von Hochlastzeitfenstern erfolgt und zugleich keine unerwünschten Auswirkungen auf den Netzbetrieb resultieren.

Ein weiteres vermutlich erhebliches Flexibilitätspotenzial kann im Bereich der Ausnahmereglung gemäß § 19 Abs. 2 S. 2ff. StromNEV für Großverbraucher mit gleichmäßiger Netznutzung erschlossen werden. Diese Verbraucher optimieren ihre innerbetrieblichen Prozesse ggf. bereits so, dass sie Lastspitzen vermeiden, um eine möglichst hohe Auslastung (Benutzungsstundenzahl) zu erreichen. Um die vorhandenen Flexibilitätspotenziale effizient zu nutzen, könnte die Regelung so weiterentwickelt werden, dass diese Verbraucher in entsprechenden Situationen keine Hemmnisse haben, ihre Nachfrage in Abhängigkeit des Strompreissignals auszuweiten bzw. zu reduzieren:

- Konkret könnte eine Reduktion der Nachfrage bei der Bemessung der Benutzungsstunden unberücksichtigt bleiben, sobald eine Knappheitssituation auftritt und der Preis am Strommarkt eine vorher definierte Schwelle überschritten hat. Durch diese Maßnahme würde in Situationen mit hohen Preisen und hoher Nachfrage die Lastreduktion nicht bestraft. Gleichzeitig muss jedoch sichergestellt werden, dass das Verbrauchsverhalten weiterhin netzdienlich ist bzw. nicht zu unerwünschten Rückwirkungen auf das Netz in relevantem Ausmaß führt. In der Tendenz wird das Netz durch eine Lastreduktion in Knappheitssituationen allerdings entlastet.
- Analog zu der skizzierten Weiterentwicklung bei leistungsgemessenen Verbrauchern, die nicht unter eine der Ausnahmeregelungen fallen, könnte in Überschusssituationen eine Erhöhung der Bezugsspitze bei der Ermittlung der Jahresbenutzungsstunden auch für Großverbraucher mit gleichmäßigem Strombezug unberücksichtigt bleiben, sobald der Strompreis eine bestimmte Grenze unterschreitet. Auch in diesem Bereich sind ggf. kritische Netzrückwirkungen adäquat zu berücksichtigen.

Die Hemmnisse für die Teilnahme von leistungsgemessenen Letztverbrauchern, die nicht unter eine der Ausnahmeregelungen fallen, und Großverbrauchern mit gleichmäßigem Netznutzungsverhalten an den Regelleistungsmärkten, ließen sich analog zu den Regelungen für Verbraucher mit atypischer Netznutzung beheben. Bezugsspitzen von Verbrauchern mit atypischem Netznutzungsverhalten, die nachweislich durch Anforderungen eines Netzbetreibers zur Erbringung negativer Regelleistung induziert wurden, sind bei der Ermittlung der individuellen Bezugsspitze nicht zu berücksichtigen. Darüber hinaus könnte für Großverbraucher mit gleichmäßigem Netznutzungsverhalten geregelt werden, dass eine Reduktion des Stromverbrauchs, die nachweislich auf die Anforderungen eines Netzbetreibers zur Erbringung positiver

Regelenergie zurückzuführen ist, nicht nachteilig bei der Ermittlung der Jahresbenutzungsstunden gewertet wird.

5.5 WEITERE RELEVANTE HEMMNISSE

WEITER

Im Sinne der kontinuierlichen Entwicklung deuten sich bereits weitere Verbesserungsmöglichkeiten an.

Weitere mittelfristig relevante Hemmnisse beeinträchtigen den Flexibilisierungsprozess des Stromsystems, können aber in einem zweiten Schritt adressiert werden. In den entsprechenden Bereichen besteht zudem weiterer Forschungsbedarf. Zu den mittelfristig relevanten Hemmnissen gehören Fehlanreize aufgrund von administrativen Bestandteilen des Strompreises sowie die kraftwerksabhängige Bereitstellung von Blindleistung.

Administrative Preisbestandteile und Umlagen

Entgelte, Abgaben und Umlagen machen heute mehr als die Hälfte des Endkundenpreises für Strom aus und verzerren somit das Preissignal. Allerdings ist der nicht über das Netz bezogene, sondern (konventionell oder erneuerbar) selbsterzeugte Strom von diesen administrativen Preisbestandteilen befreit.[28] Dadurch wird die Entscheidung zwischen eigener Produktion und dem Bezug von Strom über die Märkte verzerrt. Das Nachfrageverhalten wird von den Spotpreissignalen abgekoppelt und in der Folge bleiben signifikante Flexibilitätspotenziale ungenutzt.

Administrative Preisbestandteile führen nicht nur innerhalb des Stromsektors zu Verzerrungen, sondern beeinträchtigen auch die Verknüpfung mit anderen Sektoren. Beispielsweise kann es bei einer hohen Einspeisung aus erneuerbaren Energien und einem entsprechend niedrigen Strompreis effizienter sein, Wärme aus Strom bereitzustellen, anstatt aus fossilen Energieträgern. Wärme wird z.B. mittels Strom produziert, indem Elektroheizer oder Wärmepumpen in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) installiert werden. Ebenso kann Strom im Verkehrssektor anstelle von fossilen Brennstoffen eingesetzt werden.

Die Substitutionsbeziehungen über Sektorgrenzen hinweg gewinnen mit einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien zunehmend an Bedeutung und schaffen zusätzliche Flexibilität. Diese Möglichkeit wird jedoch nicht genutzt, wenn Strom aufgrund administrativer Preisbestandteile teurer ist als die ansonsten eingesetzten fossilen Brennstoffe. Das gilt selbst in Situationen, in denen z.B. Wärme aus überschüssigem erneuerbarem Strom produziert werden könnte. Dort wo eine stärkere Verknüpfung

[28] Mit dem EEG 2014 wird die konventionelle Eigenerzeugung mit der EEG-Umlage belegt, sofern die Anlagen nicht bereits vor dem 1. August 2014 in Betrieb waren. Bei der Eigenerzeugung aus neuen erneuerbaren und (hocheffizienten) Kraft-Wärne-Kopplungs-Anlagen wird eine reduzierte EEG-Umlage fällig, die stufenweise erhöht wird.

des Stromsektors mit anderen Sektoren effizient ist, sollten energieträgerspezifische Belastungen deshalb nach Möglichkeit vereinheitlicht werden.

Kraftwerksunabhängige Bereitstellung von Blindleistung

Blindleistung ist physikalisch notwendig, um einen stabilen und sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Sie wurde in der Vergangenheit vorwiegend durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt, da sie ein Nebenprodukt ihrer Stromerzeugung ist. Analog zur bereits erläuterten Regelenergie führt die Bereitstellung von Blindleistung aus Kraftwerken jedoch zu einer Mindesteinspeisung, die bei einer hohen Einspeisung erneuerbarer Energien und geringer Last ineffizient hoch ist. Aus diesem Grund sollten Möglichkeiten zur kraftwerksunabhängigen Bereitstellung von Blindleistung zukünftig stärker genutzt werden, ohne das heutige Niveau der Systemsicherheit zu beeinträchtigen.

5.6 ZWISCHENFAZIT

Zurzeit stehen der Flexibilisierung des Versorgungssystems noch Hemmnisse im Weg, die oftmals darauf zurückzuführen sind, dass das Markt- und Regulierungsdesign in der Vergangenheit entsprechend der Anforderungen eines überwiegend thermischen Erzeugungssystems konzipiert wurde. In den letzten Jahren wurden bereits wichtige erste Maßnahmen ergriffen, um diese Hemmnisse zu beseitigen. Dennoch besteht weiterhin der Bedarf das aktuelle Strommarktdesign weiterzuentwickeln, damit der Transformationsprozess sicher und kostengünstig organisiert werden kann. Die wichtigsten nächsten Schritte betreffen die Weiterentwicklung der Schnittstellen des regulierten Netzbereichs und des wettbewerblich ausgestalteten Strommarktes. Dazu gehören die Stärkung der Anreize zu aktivem Bilanzkreismanagement, die Verkürzung der Ausschreibungs- und Produktlaufzeiten an den Regelleistungsmärkten und die Anpassung der Ausnahmeregelungen der Netzentgelte. Zusätzlich sollten Unsicherheiten hinsichtlich des bestehenden Mark-up-Verbots und der Grundrichtung der Marktdesignentwicklung ausgeräumt werden. Alle genannten Schritte können kurzfristig umgesetzt werden und die Leistungsfähigkeit des Strommarktes bereits signifikant verbessern, da sie die Flexibilisierung des Versorgungsystems unterstützen und zur Versorgungssicherheit beitragen.

6 Instrumente zur Absicherung des Transformationsprozesses

ANGEMESSEN

Den Herausforderungen der Transformationsphase sollte mit mikroinvasiven und reversiblen Instrumenten begegnet werden.

Die Weiterentwicklung des Stromsystems im Einklang mit den Zielen der Energiewende ist ebenso wie die Liberalisierung des europäischen Strommarktes ein fortlaufender Prozess. In diesem Prozess sollte das Stromsystem flexibler werden, um den sich ändernden Anforderungen gerecht zu werden. In einem hinreichend flexiblen System ist dann die Versorgungssicherheit kostengünstig gewährleistet. Um dieses Ziel zu erreichen, sollten jedoch im Laufe des Transformationsprozesses Hemmnisse abgebaut werden. So können die vorhandenen Flexibilitätspotenziale kostengünstig und in einer optimalen Zusammensetzung erschlossen werden (vgl. Kapitel 5).

Wenn sowohl für flexible Anbieter als auch für flexible Nachfrager keine künstlichen Eintrittsbarrieren bestehen, steht eine große Bandbreite an erschließbaren Flexibilitätsoptionen zur Verfügung. Gleichzeitig bietet der europäische Strombinnenmarkt große und kostengünstige Flexibilitätspotenziale. Ein für alle Marktteilnehmer einheitliches, möglichst unverzerrtes Preissignal führt dann zu Wettbewerb und marktdienlichem Verhalten aller Akteure. Ein flexibler Markt zeichnet sich in Knappheitssituationen durch kontinuierlich ansteigende Preise aus. Dadurch bildet sich im angepassten Markt ein berechenbares Plateau mit Preisspitzen, deren Höhe und Häufigkeit im Durchschnitt eine Vollkostendeckung gewährleisten. Dieses Plateau refinanziert dann die Fixkosten der Technologien mit Grenzkosten unterhalb der Preisspitzen. Diese Preisformation übersetzt sich in gleichgewichtige Preise am Terminmarkt, über den sich risikoaverse Akteure absichern können.

Im Laufe der Transformationsphase, in der der Markt noch nicht die optimale Flexibilität aufweist, kann es zu Flexibilisierungssignalen in Form von höheren – negativen wie positiven – Preisspitzen kommen. Diese sind notwendig und sollten nicht eingeschränkt werden, damit sie den Flexibilisierungsprozess unterstützen können. Ein veranschaulichendes Beispiel für diese Flexibilisierung findet sich am unteren Ende der Preisskala. Im Jahr 2009 hat sich ein negativer Strompreis von -500 EUR/MWh an der Strombörse eingestellt. Dieses Preissignal hat eine Vielzahl an Flexibilisierungsprozessen nach sich gezogen. Gemeinsam mit der Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen haben diese Prozesse dazu geführt, dass sich trotz des inzwischen deutlich gestiegenen Anteils erneuerbarer Energien kein Preis mehr in dieser Größenordnung eingestellt hat. Die heute zu beobachtenden Preise stabilisieren sich üblicherweise oberhalb von -100 EUR/MWh. Ein vergleichbarer Prozess ist für positive Preisspitzen zu erwarten.

Wenn der politische Wunsch nach einer vorübergehenden Absicherung des Transformationsprozesses besteht, können zusätzliche Instrumente zur Sicherung der Versorgung in Erwägung gezogen werden. Diese Instrumente müssen bestimmten Anforderungen genügen. Neben Effektivitäts- und Effizienzkriterien lassen sich weitere Anforderungen aus den zukünftigen Bedürfnissen des weiterentwickelten Strommarktes ableiten.

Entscheidend ist, dass vorübergehende Absicherungsinstrumente mit der fortlaufenden Optimierung des Strommarktes vereinbar sind.

- Preissignale sollten vollständig erhalten bleiben, um Flexibilitätsoptionen anzureizen.
- Das Instrument sollte reversibel sein, damit es nach dem Abschluss des Transformationsprozesses aufgelöst werden kann.
- Es sollten keine Subventionstatbestände und Pfadabhängigkeiten geschaffen werden.

In mehreren Gutachten für die Bundesregierung wurden verschiedene Instrumente zur Absicherung der Versorgung untersucht.[29] Zu diesen Instrumenten zählen eine zeitlich begrenzte Reserve sowie unterschiedlich ausgestaltete Kapazitätsmärkte. Hinsichtlich der oben genannten Kriterien ist eine sinnvoll ausgestaltete Reserve der Schaffung komplexer Kapazitätsmärkte deutlich überlegen. Im folgenden Abschnitt wird diese Bewertung anhand der verschiedenen Optionen dargestellt.

Optionen zur Absicherung des Transformationsprozesses

Kapazitätsmärkte sind Instrumente, die die reine Vorhaltung von Leistung explizit vergüten. Dadurch wird die Entscheidung über die Vorhaltung von Kapazität vom Strommarkt abgekoppelt. Das Strompreissignal steuert somit nur noch die kurzfristige Entscheidung, welche bereits vorhandenen Kapazitäten jeweils eingesetzt werden. Durch die Trennung der Allokation von Kapazität und der Allokation von Erzeugung können im Vergleich zu einem einheitlichen Preissignal jedoch unerwünschte Nebenwirkungen entstehen. Der Grund dafür liegt in Produktdefinitionen, Ausschreibungszeiträumen und Liefervorgaben des Kapazitätsmarktes. Im Gegensatz zum Strommarkt werden dadurch einige Flexibilitätsoptionen per Definition implizit ausgeschlossen.

Kapazitätsmechanismen unterscheiden sich stark in der Tiefe der administrativen Vorgaben. Je umfangreicher die administrativen Vorgaben sind, desto größer sind das regulatorische Risiko und die Wahrscheinlichkeit, dass die Vorgaben nachjustiert werden müssen. Dieses Nachsteuern führt zu signifikanten Investitionsunsicherhei-

[29] Vgl. r2b (2014), Connect (2014), Frontier/Formaet (2014), Frontier/Consentec (2014).

ten für Technologien, die implizit ausgeschlossen werden könnten. Bei zentralen Kapazitätsmärkten prognostiziert eine zentrale Instanz die Entwicklung der Spitzenlast, legt den Kapazitätsbedarf administrativ fest und koordiniert dann die Leistungsbeschaffung etwa über eine Auktion. Ein solcher zentraler Mechanismus kann sowohl umfassend als auch selektiv ausgestaltet werden. Auch umfassend konzipierte Ansätze benötigen Vorgaben zu Produktdefinitionen, wodurch sie nicht vollständig umfassend wirken können. Bei dezentralen Kapazitätsmärkten sind die Marktteilnehmer für die Beschaffung der gesicherten Leistung verantwortlich. Dies kann marktnäher gestaltet werden, indem die Marktteilnehmer Zertifikate über gesicherte Leistung nachweisen müssen. Je nach Ausgestaltung müssen in dezentralen Kapazitätsmärkten ebenfalls Produkteigenschaften definiert werden, damit ein Zertifikat ausgestellt werden kann. Alternativ kann eine Reserve den weiterentwickelten Strommarkt in der Phase der Flexibilisierung ergänzen. Dabei werden außerhalb des Strommarktes Reservekraftwerke vorgehalten, die lediglich zur Lastdeckung in Ausnahmezuständen eingesetzt werden, jedoch keinerlei Rückwirkung auf die Marktprozesse haben.

Kapazitätsmechanismen behindern die Flexibilisierung des Stromsystems, wenn sie lediglich die Symptome eines unangepassten Marktes adressieren ohne den notwendigen Transformationsprozess zu ermöglichen. Je nach Ausgestaltung erschweren Kapazitätsmärkte die Teilnahme von flexiblen Anbietern durch Präqualifikationskriterien und implizite Barrieren. Diese Anbieter haben somit einen Wettbewerbsnachteil. Zudem verzerren Kapazitätsmärkte die Preissignale am Spotmarkt, da sich die Nachfrage nach Leistung primär am Kapazitätsmarkt zeigt. In Konsequenz fallen die Strompreise künstlich niedrig aus, und die wirtschaftlichen Anreize für diejenigen Flexibilitätsoptionen, die nicht an den Kapazitätsmärkten teilnehmen können, entfallen. Die notwendigen Anpassungsprozesse des Strommarktes werden zudem durch Kapazitätsmärkte gehemmt, indem unrentable Bestandsanlagen länger im Markt gehalten werden. Eine zusätzliche Nebenwirkung von Kapazitätsmärkten liegt in der Komplexität einer grenzüberschreitenden Ausgestaltung. Alle betrachteten Modelle führen zu zusätzlichen Friktionen für die Binnenmarktintegration. Dadurch wird dieser Bestandteil des Transformationsprozesses gehemmt, wodurch Kostensenkungspotenziale und Flexibilitätsoptionen ungenutzt bleiben.

Diese beschriebenen Effekte führen zu einer geringeren Flexibilität des Strommarktes. In der Folge kommt es in Situationen mit einem hohen Angebot aus erneuerbaren Energien und geringer Stromnachfrage zu unnötig niedrigen oder sogar negativen Preisen. Sowohl die reduzierten Preisspitzen als auch die ineffizient niedrigen Preise senken den Marktwert der erneuerbaren Energien (vgl. Abschnitt 2.3.3). Über die entsprechend ansteigende EEG-Umlage erhöhen sich somit die Kosten für die Verbraucher zusätzlich zu den anfallenden Kapazitätszahlungen.

Eine vorübergehende Reservelösung kann dagegen sinnvoll sein, wenn der politische Wunsch nach einer zusätzlichen Absicherung der Versorgung während des Flexibilisierungsprozesses besteht. Im Gegensatz zu Kapazitätsmärkten bewahrt die Reserve die Funktionsfähigkeit des Strommarktes. Denn bei der Implementierung einer Reserve können Rückwirkungen auf den Spotmarkt vollständig vermieden werden. Somit können weiterhin die richtigen Preissignale für angebots- und nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen gesetzt werden. Die Reserve sichert folglich den Transformationsprozess kostengünstig ab, ohne die notwendigen Anpassungen zu beeinträchtigen. Ist der Strommarkt ausreichend flexibilisiert, so ist die Versorgungssicherheit gewährleistet und die Reserve kann ohne unerwünschte Rückwirkungen abgebaut werden. Zudem kann eine Reservelösung so gestaltet werden, dass sie mit dem europäischen Binnenmarkt kompatibel ist. Es ist von zentraler Bedeutung, die Binnenmarktintegration nicht zu gefährden, da das Zusammenwachsen der Märkte für eine dauerhaft kostengünstige, flexible und sichere Stromversorgung unerlässlich ist.

7 Fazit

Der Strommarkt befindet sich in einem Transformationsprozess, in dem bereits wichtige Schritte in Richtung eines kostengünstigen, sicheren und umweltgerechten Versorgungssystems erfolgt sind. Für diese Entwicklung sind die Liberalisierung und die Energiewende wichtige Antriebskräfte. Um den Transformationsprozess erfolgreich weiterzuführen, sollte das Markt- und Regulierungsdesign kontinuierlich weiterentwickelt werden. So können die Voraussetzungen dafür geschaffen werden, dass die notwendigen Anpassungsprozesse auf der Angebots- und auf der Nachfrageseite wettbewerblich organisiert werden können und der Strommarkt insgesamt flexibler wird.

Das derzeitige Energy-Only-Marktdesign bietet für die Weiterentwicklung des Strommarktes den besten Anknüpfungspunkt. Die Analyse der Marktentwicklung zeigt, dass der Energy-Only-Markt bisher zu nachvollziehbaren Marktergebnissen geführt hat. In einigen Bereichen bestehen allerdings noch Regelungen, die in der Vergangenheit für ein konventionell geprägtes Stromsystem entwickelt wurden, und die Hemmnisse für den Anpassungsprozess darstellen können. Die in der Leitstudie Strommarkt und in weiteren Untersuchungen für das BMWi gewonnenen Erkenntnisse zeigen jedoch, dass ein weiterentwickelter Energy-Only-Markt auch in Zukunft die beste Grundlage für ein sicheres und kostengünstiges Stromsystem bildet. Das gilt insbesondere deshalb, weil der Energy-Only-Markt die Flexibilisierung des Strommarktes und die Integration der erneuerbaren Energien idealtypisch unterstützen kann. Zudem können die positiven Effekte der Binnenmarktintegration durch den Energy-Only-Markt am besten genutzt werden.

Mit der Diskussion um das Strommarktdesign ist häufig eine Debatte über die Versorgungssicherheit verbunden. Die Versorgungssicherheit wird derzeit überwiegend mit Methoden bewertet, die auf statischen bzw. deterministischen Ansätzen beruhen und eine weitgehend nationale Perspektive einnehmen. Vor dem Hintergrund der Binnenmarktintegration und des Ausbaus erneuerbarer Energien können diese Ansätze zu einer teils stark verzerrten Einschätzung von Versorgungssicherheit führen. Die Methoden sollten deshalb so weiterentwickelt werden, dass sie die realen Rahmenbedingungen und die relevanten stochastischen Effekte angemessen abbilden. Folglich sollten auch die Beiträge flexibler Lasten, erneuerbarer Energien und des Binnenmarktes in die Bewertung der Versorgungssicherheit einfließen.

Die Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen ist auch deshalb von Bedeutung, weil sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite große Potenziale vorhanden sind, die einen signifikanten Beitrag zur Sicherheit und zur Effizienz des Strommark-

tes leisten können. Da die bereits heute verfügbaren technischen Flexibilitätsoptionen den Flexibilitätsbedarf der Energiewende übersteigen, können die Optionen über den Wettbewerb am Strommarkt erschlossen werden. Gerade aufgrund der Vielfalt der Optionen und ihrer gegenseitigen Substituierbarkeit ist ein „Level-Playing-Field“ eine wichtige Voraussetzung, um die Flexibilisierung kostengünstig zu organisieren. Das Markt- und Regulierungsdesign sollte deshalb so weiterentwickelt werden, dass alle Flexibilitätsoptionen am Markt teilnehmen können und einem möglichst unverzerrten Preissignal gegenüberstehen.

In den letzten Jahren haben bereits wichtige Anpassungen des Strommarktdesigns stattgefunden, die bestehende Hemmnisse für die Flexibilisierung des Marktes abgebaut haben. Die nächsten Schritte stellen eine logische Fortsetzung dieser Prozesse dar und können auf den bestehenden Strukturen aufbauen.

Ein wichtiger Schritt ist die Stärkung des Ausgleichsenergiemechanismus, der für die Nachfrage nach Flexibilität sowie für die Gewährleistung der Systemsicherheit von besonderer Bedeutung ist. Die Anreize des Ausgleichsenergiemechanismus können maßgeblich dazu beitragen, dass die Marktteilnehmer ihre Prognosen der Last und der Erzeugung verbessern und individuelle Leistungsvorhaltung bzw. -besicherung betreiben. Die Ausgleichsgeschäfte können so zusätzliche Flexibilität anreizen. Gleichzeitig können durch systemdienliche Anreize der Einsatz und die Vorhaltung von Regelreserve reduziert werden, sodass auch die entsprechenden Kosten sinken. Der Ausgleichsenergiemechanismus sollte deshalb effizient und verursacherorientiert weiterentwickelt werden.

Weiterentwicklungsbedarf besteht auch bei den Regelleistungsmärkten. Die Ausschreibungsperioden und die Produktlaufzeiten sind in vielen Bereichen noch auf die Eigenschaften thermischer Kraftwerke ausgerichtet. Im Zuge der Energiewende wird es jedoch immer wichtiger, dass auch andere Flexibilitätsoptionen Regelleistung bereitstellen können. Deshalb sollte der Marktzugang allen potenziellen Anbietern unter der Voraussetzung ermöglicht werden, dass die Anforderungen der Systemsicherheit gewahrt bleiben. Zu diesem Ziel kann eine Verkürzung der derzeitigen Ausschreibungsperioden und Produktlaufzeiten beitragen. Auf diese Weise kann zudem in Situationen mit einer hohen Einspeisung erneuerbarer Energien vermieden werden, dass konventionelle Kraftwerke auf einem ineffizient hohen Niveau weiter erzeugen müssen, um Regelleistung bereitzustellen. Gleichzeitig erleichtern kürzere Ausschreibungsperioden und Produktlaufzeiten die Koordination zwischen Spot- und Regelleistungsmärkten. Dadurch können die Opportunitätskosten der Regelleistungsbereitstellung besser abgebildet und die Allokation der Flexibilitätsoptionen auf den Märkten optimiert werden.

Ähnlich wie die Regelleistungsmärkte sind auch die Netzentgelte an der Schnittstelle zwischen dem wettbewerblich organisierten Markt und dem regulierten Netzbereich

angesiedelt. Aus diesem Grund haben die Netzentgelte eine große Bedeutung für die Koordination der markt- und netzseitigen Anreize und somit für die Flexibilisierung des Stromsystems. In der aktuellen Netzentgeltsystematik bestehen Ausnahmeregelungen, die leistungsgemessenen Verbrauchern unter bestimmten Bedingungen reduzierte Netzentgelte zugestehen. Diese Ausnahmeregelungen verzerren jedoch das Strommarktsignal und behindern so ein markt- und systemdienliches Verhalten flexibler Verbraucher. Die Netzentgeltsystematik sollte deshalb so weiterentwickelt werden, dass sich das Verbrauchsverhalten stärker am Strompreissignal orientiert. Die Voraussetzung für diese Anpassungen ist jedoch, dass trotzdem jederzeit ein sicherer Netzbetrieb möglich ist und kein ineffizienter Netzausbaubedarf resultiert.

Diese Weiterentwicklungen sind bereits kurzfristig umsetzbar und können die Leistungsfähigkeit des Energy-Only-Marktes verbessern sowie die Versorgungssicherheit erhöhen. Sollte der politische Wunsch nach einer zusätzlichen Absicherung des Transformationsprozesses bestehen, ist eine sinnvoll ausgestaltete Kapazitätsreserve eine mögliche Lösung. Diese Kapazitätsreserve sollte effizient und wettbewerblich organisiert werden. Unter diesen Voraussetzungen kann die Kapazitätsreserve ein reversibles, kostengünstiges Instrument mit möglichst geringen Rückwirkungen auf den Strommarkt darstellen.

Die Weiterentwicklung des bestehenden Strommarktdesigns dient dem Ziel, robuste Rahmenbedingungen für die Marktakteure zu schaffen und somit die Planungssicherheit zu erhöhen. Planungssicherheit darf in diesem Kontext nicht mit garantierten Zahlungen verwechselt werden. Vielmehr bedeutet Planungssicherheit eine kontinuierliche Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen. Vor diesem Hintergrund ist die Weiterentwicklung des bestehenden Markt- und Regulierungsdesigns ein natürlicher Schritt im Entwicklungsprozess der Liberalisierung und der Energiewende.

Literaturverzeichnis

ACER (2011): Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity, 29. Juli 2011. Verfügbar online unter http://www.acer.europa.eu/Electricity/FG_and_network_codes/Electricity%20FG%20%20network%20codes/FG-2011-E-002.pdf, Abruf am 17.03.2015.

AGEB (2015): Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2014 nach Energieträgern (Stand 27.02.2015). AG Energiebilanzen e. V., 2015. Verfügbar online unter http://www.ag-energiebilanzen.de, Abruf am 09.04.2015.

APG (2015): Marktinformationen**.** Austrian Power Grid AG, 2015. Verfügbar online unter http://www.apg.at/de/markt, Abruf am 24.03.2015.

APX (2015): APX Historical Data System. APX Holding B.V., 2015. Verfügbar online unter http://www.apxgroup.com/market-results/apx-power-nl/dashboard/, Abruf am 24.03.2015.

BMWi (2015): Eckpunktepapier Strommarkt, März 2015. Verfügbar online unter http://www.bmwi.de/DE/Themen/energie,did=698532.html, Abruf am 13.04.2015.

BMWi (2014): Erneuerbare Energien in Zahlen (Stand 01.12.2014). Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2014. Verfügbar online unter http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/erneuerbare-energien-in-zahlen.html, Abruf am 05.02.2015.

BNetzA (2014a): Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand 29.10.2014). Bundesnetzagentur, 2014. Verfügbar online unter http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html, Abruf am 05.02.2015.

BNetzA (2014b): Veröffentlichung Zu- und Rückbau (Stand 29.10.2014). Bundesnetzagentur, 2014. Verfügbar online unter http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html, Abruf am 05.02.2015.

BNetzA (2014c): Genehmigter Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 2015. Bundesnetzagentur, 2014. Verfügbar online unter http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Delta/Szenariorahmen/Szenariorahmen_2025_Genehmigung.pdf;jsessionid=9E5D76F194AD2A2E3E00A1E8762AF290?__blob=publicationFile, Abruf am 24.03.2015.

BNetzA (2013): Positionspapier zur Wahrnehmung der Pflichten nach §4 Abs. 2 StromNZV und Ziffer 5.2. des Standardbilanzkreisvertrages durch die Bilanzkreisverantwortlichen. Bundesnetzagentur, 16.09.2013.

BNetzA (2012): Beschluss BK6-12-024. Bundesnetzagentur, 25.10.2012.

BNetzA (2011a): Beschluss BK6-10-097. Bundesnetzagentur, 12.04.2011.

BNetzA (2011b): Beschluss BK6-10-098. Bundesnetzagentur, 12.04.2011.

BNetzA (2011c): Beschluss BK6-10-099. Bundesnetzagentur, 18.10.2011.

BNetzA/BKartA (2014): Monitoringbericht 2014, Bericht gemäß §63 Abs. 3 i. V. m. §35 EnWG und §48 Abs. 3 i. V. m. §53 Abs. 3 GWB. Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, November 2014. Verfügbar online unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4, Abruf am 20.03.2015.

BKartA (2011): Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel, Bericht gemäß §32 GWB. Bundeskartellamt, 2011.

Connect (2014): Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns. Connect Energy Economics GmbH, Juli 2014.

Consentec/r2b (2015): Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung. Consentec GmbH, r2b energy consulting GmbH, März 2015.

EEG: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014). Verfügbar online http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2014/gesamt.pdf, Abruf am 05.02.2015.

EEX (2015): Daten der EEX Transparenzplattform. European Energy Exchange, 2015. Verfügbar online unter http://www.eex-transparency.com, Abruf am 24.03.2015.

Elia (2015): Grid Data. Elia System Operator NV, 2015. Verfügbar online unter http://www.elia.be/en/grid-data/data-download, Abruf am 24.03.2015.

ENTSO-E (2015): Country Data Packages. European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2015. Verfügbar online unter https://www.entsoe.eu/data/data-portal/country-packages/Pages/default.aspx, Abruf am 24.03.2015.

ENTSO-E (2014): Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014-2030. European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2013. Verfügbar online unter https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx, Abruf am 05.02.2015.

ENTSO-E (2013): Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2013-2030. European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2013. Verfügbar online unter https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/soaf-2013-2030/Pages/default.aspx, Abruf am 05.02.2015.

ENTSO-E (2012): Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2012-2030. European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2012. Verfügbar online unter https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/soaf-2012-2030/Pages/default.aspx, Abruf am 05.02.2015.

ENTSO-E (2011): Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2011-2025. European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2013. Verfügbar online unter https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/soaf-2011-2025/Pages/default.aspx, Abruf am 05.02.2015.

ENTSO-E (2010): System Adequacy Forecast 2010-2025. European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2010. Verfügbar online unter https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/outlookreports/SAF_2010-2025_final.pdf, Abruf am 05.02.2015.

EnWG: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG). Verfügbar online unter http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf, Abruf am 15.08.2013.

EU-Kommission (2013): Generation Adequacy in the internal electricity market - guidance on public interventions. Staff Working Document SWD(2013) 438 final. EU-Kommission, 05.11.2013.

EURELECTRIC (2013): Network tariff structure for a smart energy system, Mai 2013. Verfügbar online unter http://www.eurelectric.org/media/80239/20130409_network-tariffs-paper_final_to_publish-2013-030-0409-01-e.pdf, Abruf am 20.03.2015.

EURELECTRIC (2011): Power Statistics & Trends: 2011 Edition. The Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC, 2011. Verfügbar online unter http://www.eurelectric.org/powerstats2011/, Abruf am 16.08.2013.

EURELECTRIC (2010): Power Statistics: 2010 Edition. The Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC, 2010. Verfügbar online unter http://www.eurelectric.org/powerstats2010/, Abruf am 16.08.2013.

EWI (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, 2012. Verfügbar online unter http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=486258.html, Abruf am 16.08.2013.

FGH/Consentec/IAEW (2012): Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH), Consentec GmbH, Institut für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (IAEW), 2012. Verfügbar online unter http://www.50hertz.com/de/file/4TSO_Mindesterzeugung_final.pdf, Abruf am 05.02.2015.

Frontier/ Consentec (2014): Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment). Frontier Economics Ltd., Consentec GmbH, Juli 2014.

Frontier/FORMAET (2014): Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? Frontier Economics Ltd., FORMAET Services GmbH, Juli 2014.

Nord Pool Spot (2015): Historical market data. Nord Pool Spot, 2015. http://www.nordpoolspot.com/historical-market-data/, Abruf am 24.03.2015.

PLEF (2015): Generation Adequacy Assessment. Pentalateral Energy Forum Support Group 2, März 2015.

r2b (2014): Endbericht Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen. r2b energy consulting GmbH.

RAP (2014): Netzentgelte in Deutschland: Herausforderungen und Handlungsoptionen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. The Regulatory Assistance Project, Dezember 2014.

RTE (2015): Operational data. RTE Réseau de Transport d'Electricité, 2015. http://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/telecharge.jsp, Abruf am 24.03.2015.

StromNEV: Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV). Verfügbar online unter http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/stromnev/gesamt.pdf, Abruf am 24.03.2015.

ÜNB (2014a): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2013 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2014.

ÜNB (2014b): Netzentwicklungsplan 2014: Zweiter Entwurf. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2014. Verfügbar online unter http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplan-2014-zweiter-entwurf, Abruf am 05.02.2015.

ÜNB (2013a): Netzentwicklungsplan 2013: Zweiter Entwurf. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2013. Verfügbar online unter http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2013-zweiter-entwurf, Abruf am 16.08.2013.

ÜNB (2013b): EEG-Mittelfristprognose: Entwicklungen 2014 bis 2018 (Trend-Szenario). 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2013. Verfügbar online unter http://www.netztransparenz.de/de/file/Zusammenfassung_Mifri_Einspeisung_2014-2018.pdf, Abruf am 01.06.2014.

ÜNB (2012): Netzentwicklungsplan 2012: Zweiter Entwurf. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2012. Verfügbar online unter http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/NEP2012_2_Kapitel_9.pdf, Abruf am 16.08.2013.

VKU (2013): Netzentgelte im Stromversorgungssystem – Fragen und Ansätze zur Weiterentwicklung, Präsentation im Dena-Dialogforum, Berlin, September 2013.