



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Energie *wende*
Umschalten auf Zukunft



Ein Strommarkt für die Energiewende

Diskussionspapier des Bundesministeriums
für Wirtschaft und Energie (Grünbuch)

Impressum

Herausgeber

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
Öffentlichkeitsarbeit
11019 Berlin
www.bmwi.de

Gestaltung und Produktion

PRpetuum GmbH, München

Stand

Oktober 2014

Druck

BMWi

Bildnachweis

designsoliman – Fotolia.com (Titel),
Bundesregierung/Bergmann (S. 2)

Diese Broschüre ist Teil der Öffentlichkeitsarbeit des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Sie wird kostenlos abgegeben und ist nicht zum Verkauf bestimmt. Nicht zulässig ist die Verteilung auf Wahlveranstaltungen und an Informationsständen der Parteien sowie das Einlegen, Aufdrucken oder Aufkleben von Informationen oder Werbemitteln.



Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ist mit dem audit berufundfamilie® für seine familienfreundliche Personalpolitik ausgezeichnet worden. Das Zertifikat wird von der berufundfamilie gGmbH, einer Initiative der Gemeinnützigen Hertie-Stiftung, verliehen.



Diese und weitere Broschüren erhalten Sie bei:
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Referat Öffentlichkeitsarbeit
E-Mail: publikationen@bundesregierung.de
www.bmwi.de

Zentraler Bestellservice:

Telefon: 030 182722721
Bestellfax: 030 18102722721

Inhalt

Vorwort.....	2
Zusammenfassung.....	4
Summary.....	5
Einleitung.....	6
Teil I: Der Strommarkt heute und morgen.....	8
Kapitel 1: Funktionsweise des Strommarktes.....	9
Kapitel 2: Herausforderungen.....	13
Kapitel 3: Flexibilität als eine Antwort.....	18
Teil II: Maßnahmen für einen sicheren, kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz aller Erzeuger und Verbraucher („Sowieso-Maßnahmen“).....	20
Kapitel 4: Marktpreissignale für Erzeuger und Verbraucher stärken.....	21
Kapitel 5: Stromnetze ausbauen und optimieren.....	27
Kapitel 6: Einheitliche Preiszone erhalten.....	32
Kapitel 7: Die europäische Kooperation intensivieren.....	33
Kapitel 8: Die Klimaschutzziele erreichen.....	36
Teil III: Lösungsansätze für eine ausreichende, kosteneffiziente und umweltverträgliche Kapazitätsvorhaltung.....	38
Kapitel 9: Grundsatzentscheidung: Strommarkt 2.0 oder Kapazitätsmarkt.....	39
Kapitel 10: Zusammenarbeit mit Nachbarländern.....	50
Kapitel 11: Kapazitätsreserve zur Absicherung.....	52
Kapitel 12: Weiteres Verfahren.....	53
Quellenverzeichnis.....	54

Vorwort



Ein Strommarkt für die Energiewende

Liebe Leserinnen und Leser,

Die Energiewende ist eine große Chance für die Modernisierung unserer Industriegesellschaft. Davon gehen Impulse für Innovationen und neue Technologien aus, insbesondere für die Verknüpfung der klassischen Industrie mit der IT-basierten Steuerung einer komplexen Stromversorgung. Hier wird die Digitale Agenda der Bundesregierung konkret. Im Hinblick auf die fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien muss es zu jedem Zeitpunkt zu einem Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch kommen. Wenn die Sonne nicht scheint und der Wind nicht bläst, müssen Kraftwerke einspringen und – wo wirtschaftlich vernünftig – muss sich die Nachfrage anpassen oder Speicher müssen zum Einsatz kommen. Es gibt viele solcher Flexibilitätsoptionen, mit denen wir dies gewährleisten können. Ich bin sicher, dass sich hier ein ganz neuer Markt entwickeln wird, wenn das künftige Design für den Strommarkt dafür die richtigen Signale setzt. Die große Herausforderung eines künftigen Strommarktes besteht darin, auch in Zukunft umweltverträglich und zu möglichst niedrigen Kosten ein hohes Maß an Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Versorgungssicherheit und die Entwicklung der Energiepreise sind zentrale Herausforderungen für die Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandortes Deutschland.

Das vorgelegte Grünbuch ist noch keine Entscheidung, sondern es soll für die im Jahr 2015 anstehenden Entscheidungen die Grundlagen schaffen. Es kommt nicht auf die Schnelligkeit von Entscheidungen an, sondern auf deren gründliche Vorbereitung. Das Grünbuch soll diese gründliche Vorbereitung ermöglichen. Es baut auf wissenschaftlichen Gutachten und intensiven Diskussionen mit allen Akteuren in der Plattform Strommarkt des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) auf.

Mit Hilfe dieser Diskussionsgrundlage soll die entscheidende Frage in den kommenden Wochen beraten werden: Reicht die Weiterentwicklung des Strommarktes aus oder brauchen wir einen so genannten Kapazitätsmarkt, um langfristig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten? Das ist die Kernfrage, die zu entscheiden ist. Dabei kann Versorgungssicherheit in einem europäischen Strommarkt nicht nur national buchstabiert werden. Es besteht sonst die Gefahr, dass nationale Regelungen zu einer Zersplitte-

zung des europäischen Strommarktes führen. Das BMWi hat deshalb parallel zu den Arbeiten am Grünbuch die Nachbarländer und die Europäische Kommission eingeladen, darüber nachzudenken, wie eine grenzüberschreitende Zusammenarbeit organisiert werden kann, um kostengünstig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dieses Anliegen wird von allen Beteiligten unterstützt. Die eingesetzte Arbeitsgruppe wird helfen, damit sich das zukünftige Strommarktdesign in den europäischen Zusammenhang einfügt.

Das Grünbuch fügt sich ein in die 10-Punkte-Agenda, mit der wir in dieser Legislaturperiode Schritt für Schritt die Energiewende systematisch umsetzen. Das erste große Vorhaben war die Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Mit der Reform ist es gelungen, beim Ausbau der erneuerbaren Energien die Kostendynamik zu brechen. Außerdem besteht nun Klarheit, mit welchem Tempo der Ausbau erfolgt. Damit gibt es erstmals Planungssicherheit für den anstehenden Strukturwandel in der konventionellen Stromversorgung und für die Rolle der erneuerbaren Energien in einem zukünftigen Strommarkt. Weitere Schritte, wie die Pilotausschreibung für erneuerbare Energien, die zukünftige Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung und der Rollout bei Smart Metern für Konsumenten mit hohem Stromverbrauch, werden zeitnah folgen.

Der Erfolg der Energiewende hängt maßgeblich davon ab, dass die vielen Maßnahmen optimal ineinandergreifen, die Versorgungssicherheit auf hohem Niveau gewährleistet bleibt und wir im Interesse bezahlbarer Strompreise die Kosten im Griff behalten. Diese wichtige Aufgabe kann die Bundesregierung nicht allein bewältigen. Ich danke für die vielen Beiträge, die in die Erarbeitung des Grünbuchs eingeflossen sind, und ermuntere alle Beteiligten, sich in der Diskussion über den Strommarkt der Zukunft intensiv zu engagieren.

Ihr



Sigmar Gabriel

Bundesminister für Wirtschaft und Energie

Zusammenfassung

Der Strommarkt durchläuft eine Phase des Übergangs. Erneuerbare Energien werden mehr Verantwortung in der Stromversorgung übernehmen, die Nutzung der Kernenergie in Deutschland endet 2022 und die europäischen Märkte für Strom wachsen weiter zusammen.

Die Aufgabe des Strommarkts bleibt identisch. Er muss auch bei steigenden Anteilen von Wind- und Sonnenenergie Erzeugung und Verbrauch synchronisieren. Hierfür muss er zwei Funktionen erfüllen: Zum einen dafür sorgen, dass ausreichend Kapazitäten vorhanden sind (Vorhaltefunktion) und zum anderen, dass diese Kapazitäten zur richtigen Zeit und im erforderlichen Umfang eingesetzt werden (Einsatzfunktion).

Das Grünbuch beschäftigt sich damit, wie diese Funktionen zukünftig erfüllt werden. Dabei steht im Fokus, das zukünftige Marktdesign und den Ordnungsrahmen für den Stromsektor so zu gestalten, dass die Stromversorgung sicher, kosteneffizient und umweltverträglich ist. Für die zwei Funktionen des Strommarktes besteht vor diesem Hintergrund unterschiedlicher Handlungsbedarf.

Der Einsatz verfügbarer Kapazitäten muss optimiert werden. Das Grünbuch enthält eine Reihe von Maßnahmen, um die Einsatzfunktion des Strommarktes sicherer und effizienter zu erfüllen. Hierzu zählen insbesondere die Verbesserung der Bilanzkreisbewirtschaftung, der Netzausbau und die Weiterentwicklung der Regelleistungsmärkte. Diese verstehen sich als „Sowieso-Maßnahmen“, d. h. sie sind in jedem Fall sinnvoll und wichtig für den sich wandelnden Strommarkt.

Die Vorhaltung ausreichender Kapazitäten erfordert eine Grundsatzentscheidung. Für die langfristige Entwicklung des Strommarktes stehen zwei grundsätzliche Lösungsansätze zur Verfügung: Wollen wir einen optimierten Strommarkt (Strommarkt 2.0) mit einem glaubwürdigen rechtlichen Rahmen, auf den Investoren vertrauen können, und in dem Stromkunden in eigener Verantwortung über ihre Nachfrage bestimmen, wie viele Kapazitäten vorgehalten werden – oder wollen wir neben dem Strommarkt einen zweiten Markt für die Vorhaltung von Kapazitäten einführen (Kapazitätsmarkt)?

Die Unsicherheiten der Übergangsphase sollten in jedem Fall mit einer Kapazitätsreserve als zusätzlicher Absicherung adressiert werden. Dies gilt sowohl für den Fall, dass der Strommarkt optimiert, aber in seiner heutigen Grundstruktur beibehalten wird, als auch bei Einführung eines Kapazitätsmarktes. Internationale Erfahrungen zeigen, dass die Schaffung von Kapazitätsmärkten von der Grundsatzentscheidung bis zur vollen Funktionsfähigkeit mehrere Jahre in Anspruch nimmt. Es ist daher in jedem Fall geboten, für die Übergangsphase ein Sicherheitsnetz in Form einer Kapazitätsreserve einzuziehen.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie konsultiert das Grünbuch. Der Konsultation wird Ende Mai 2015 ein Weißbuch folgen. Auch das Weißbuch wird öffentlich konsultiert werden (bis September 2015). Daran wird sich die notwendige Gesetzgebung anschließen.

Summary

The electricity market is undergoing a period of transition. Renewable energy will take on a greater role in the power supply as the use of nuclear energy in Germany will end in 2022 and the European markets for electricity will continue to grow together.

The role of the electricity market will remain the same.

It must maintain a balance between power generation and consumption, especially in view of the fact that the shares of wind and solar energy in the power supply mix increase. To achieve this, it has to fulfil two tasks: Firstly, it must ensure that sufficient capacity is available (i.e. the maintaining of reserve capacity) and secondly, that this capacity is used at the right time and to the extent necessary (i.e. appropriate use of capacity).

The Green Paper is concerned with how these two tasks will be fulfilled in the future. It focusses on how to develop a future market design and regulatory framework for the electricity sector that ensures that the power supply is secure, cost-efficient and environmentally friendly. Against this background, various actions must be taken to accomplish the two tasks.

The use of available capacity must be optimised. The Green Paper contains a number of measures that seek to fulfil the task of appropriate use of capacity in a more secure and efficient way. They include improving the balancing group management, expanding the network and further developing the balancing energy markets. These measures are deemed to be “no regret” measures, i.e. they make good sense in every scenario and are important for the changing electricity market.

The maintaining of sufficient capacity requires a decision of principle. Two basic approaches are available for the long-term development of the electricity market: Do we want an optimised electricity market (electricity market 2.0) with a credible legal framework that investors can rely on and which allows electricity consumers to independently determine through their demand how much capacity is maintained – or do we want to set up a further market alongside the electricity market for the maintaining of reserve capacity (capacity market)?

The uncertainties of the transition period should be addressed in each case by maintaining reserve capacity as an additional safeguard. This applies both in the case that the electricity market is optimised while its current fundamental structure is maintained and in the case that a capacity market is introduced. International experience shows that the creation of capacity markets takes several years from the fundamental decision until the time that they become fully operational. It is therefore necessary in any case to build a safeguard into the system in the form of reserve capacity for the transition phase.

The Federal Ministry for Economic Affairs and Energy shall consult the Green Paper. The consultation will be followed by a White Paper at the end of May 2015. The White Paper will also be publicly consulted (until September 2015). This will be followed by the drafting of the necessary legislation.

Einleitung

Das energiepolitische Zieldreieck aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit gibt die Richtung der deutschen Energiepolitik vor. Die Energieversorgung soll umweltverträglicher werden und dabei sicher und kosteneffizient bleiben. Der konkrete Umbau der Energieversorgung erfolgt auf der Grundlage des Energiekonzeptes der Bundesregierung von 2010 und der Energiewendebeschlüsse des Deutschen Bundestages von 2011. Alle Parteien im Deutschen Bundestag befürworten die Energiewende. Die Bundesregierung hat die Ziele des Energiekonzeptes zuletzt im zweiten Monitoringbericht „Energie der Zukunft“ vom 8. April 2014 ausdrücklich bekräftigt. Die Wirtschaftlichkeit bei der Umsetzung der Energiewende wird ein stärkeres Gewicht erhalten, um die Wettbewerbsfähigkeit und Innovationskraft des Industrie- und Produktionsstandortes Deutschland zu erhalten und bezahlbare Preise für die Endkunden zu gewährleisten. Dadurch kann die Energiewende zu einem ökologischen und ökonomischen Erfolgsprojekt werden.

Quantitative Ziele leiten den mittel- und langfristigen Umbau des Stromsektors. Bis 2020 sollen die Treibhausgasemissionen um 40 Prozent gegenüber 1990 und der Primärenergieverbrauch um 20 Prozent gegenüber 2008 sinken. Die erneuerbaren Energien sollen bis 2025 40 bis 45 Prozent und bis 2035 55 bis 60 Prozent zum Stromverbrauch beitragen. Für 2050 hat die Bundesregierung weitere Ziele gesetzt: Die Treibhausgasemissionen sollen um 80 bis 95 Prozent gegenüber 1990 und der Primärenergieverbrauch um 50 Prozent gegenüber 2008 zurückgehen, wozu auch eine Verringerung des Stromverbrauchs beitragen soll. Gleichzeitig soll der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch auf mindestens 80 Prozent steigen.

In den kommenden Jahren durchläuft der Strommarkt eine Phase des Übergangs. Die Liberalisierung und der europäische Binnenmarkt steigern die Effizienz des Stromversorgungssystems und verringern durch Ausgleichseffekte den Bedarf an Erzeugungskapazitäten im europäischen Verbund. Der Zubau von Erzeugungskapazitäten, insbesondere von erneuerbaren Energien und der Abbau von Überkapazitäten, der heute zu beobachten ist, werden in den kommenden Jahren anhalten. Bis zum Ende des Jahres 2022 werden darüber hinaus rund 12 Gigawatt Kernkraftwerksleistung in Deutschland vom Netz gehen. Gleichzeitig bewegen wir uns von einem Stromsystem, in dem regelbare Kraftwerke der Stromnachfrage folgen, zu einem insgesamt effizienten Stromsystem, in dem flexible Erzeuger, flexible Verbraucher und Speicher auf das fluktuierende Dargebot aus Wind und Sonne reagieren. Neue erneuerbare Energien-Anlagen müssen dabei dieselbe Verantwortung für das Gesamtsystem übernehmen wie konventionelle Kraftwerke.

Der Strommarkt soll Erzeugung und Verbrauch weiterhin effizient synchronisieren. Er soll dafür sorgen, dass ausreichend Kapazitäten – d.h. Erzeuger oder flexible Verbraucher – vorhanden sind, damit jederzeit ein Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage möglich ist (Vorhaltefunktion). Gleichzeitig muss er dafür sorgen, dass diese Kapazitäten so eingesetzt werden, dass Erzeugung und Verbrauch jederzeit im Gleichgewicht sind (Einsatzfunktion).

Heute gilt es, die beste Architektur für den Strommarkt der Zukunft zu finden. Im Kern geht es um folgende Frage: Wie sollen das zukünftige Marktdesign und der Ordnungsrahmen für den Stromsektor aussehen, um bei steigenden Anteilen von Wind- und Sonnenenergie eine sichere, kosteneffiziente und umweltverträgliche Stromversorgung zu gewährleisten?

Mit dem Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ will das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) eine strukturierte Diskussion und eine informierte politische Entscheidung über das zukünftige Strommarktdesign ermöglichen:

- Teil I analysiert **die Funktionsweise und die Herausforderungen des Strommarktes** (Kapitel 1 – 3).
- Teil II stellt Maßnahmen zur Diskussion, die für einen sicheren, kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz der Erzeuger und flexiblen Verbraucher sorgen. Diese Maßnahmen sind unabhängig von der Grundsatzentscheidung in Teil III sinnvoll („**Sowieso-Maßnahmen**“). Neben dem Strommarktdesign sind dabei auch die regulatorischen Rahmenbedingungen und flankierende Instrumente, d.h. der gesamte Ordnungsrahmen für den Stromsektor, relevant. Im Einzelnen betrifft das die Stärkung der Preissignale auf dem Strommarkt (Kapitel 4), den Netzausbau und -betrieb (Kapitel 5) sowie die Erhaltung einer einheitlichen Preiszone (Kapitel 6), die europäische Integration des Strommarktes (Kapitel 7) und Maßnahmen zur Erreichung der Klimaschutzziele (Kapitel 8).
- Teil III diskutiert Lösungsansätze, die dafür sorgen, dass jederzeit **ausreichend Kapazitäten** verfügbar sind. Dabei geht es um eine **Grundsatzentscheidung**: Vertrauen wir auf einen optimierten Strommarkt (Strommarkt 2.0) oder führen wir zusätzlich einen zweiten Markt (Kapazitätsmarkt) für die Vorhaltung von Kapazität ein (Kapitel 9)? In beiden Fällen ist die Zusammenarbeit mit den europäischen Nachbarländern wichtig (Kapitel 10). Die derzeitige Übergangsphase ist zudem mit Unsicherheit verbunden. Daher sollte die Stromversorgung mittels einer Kapazitätsreserve abgesichert werden (Kapitel 11).

Dieses Grünbuch eröffnet eine öffentliche Konsultation.

Diese wird im März 2015 abgeschlossen. Der Konsultation wird Ende Mai 2015 ein Weißbuch mit konkreten Maßnahmen folgen. Auch das Weißbuch wird öffentlich konsultiert werden (bis September 2015). Daran wird sich die notwendige Gesetzgebung anschließen. Parallel führt das BMWi Gespräche mit unseren Nachbarstaaten und der Europäischen Kommission, da gemeinsame Lösungen im Rahmen des europäischen Binnenmarktes Kostenvorteile aufweisen.

Die Stellungnahmen zum Grünbuch können bis zum 1. März 2015 an folgende E-Mail-Adresse geschickt werden: gruenbuch-strommarkt@bmwi.bund.de.

Teil I: Der Strommarkt heute und morgen

Die folgenden drei Kapitel beschreiben die Funktionsweise des Strommarktes¹ (Kapitel 1), analysieren die Herausforderungen, vor denen er steht, (Kapitel 2), und stellen dar, welche Bedeutung die Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage für den Strommarkt in Zukunft hat (Kapitel 3).

¹ Das Grünbuch behandelt die Großhandelsmärkte für Strom, nicht die Vermarktung elektrischer Energie durch die Energieversorgungsunternehmen (EVU) an die Endverbraucher.

Kapitel 1: Funktionsweise des Strommarktes

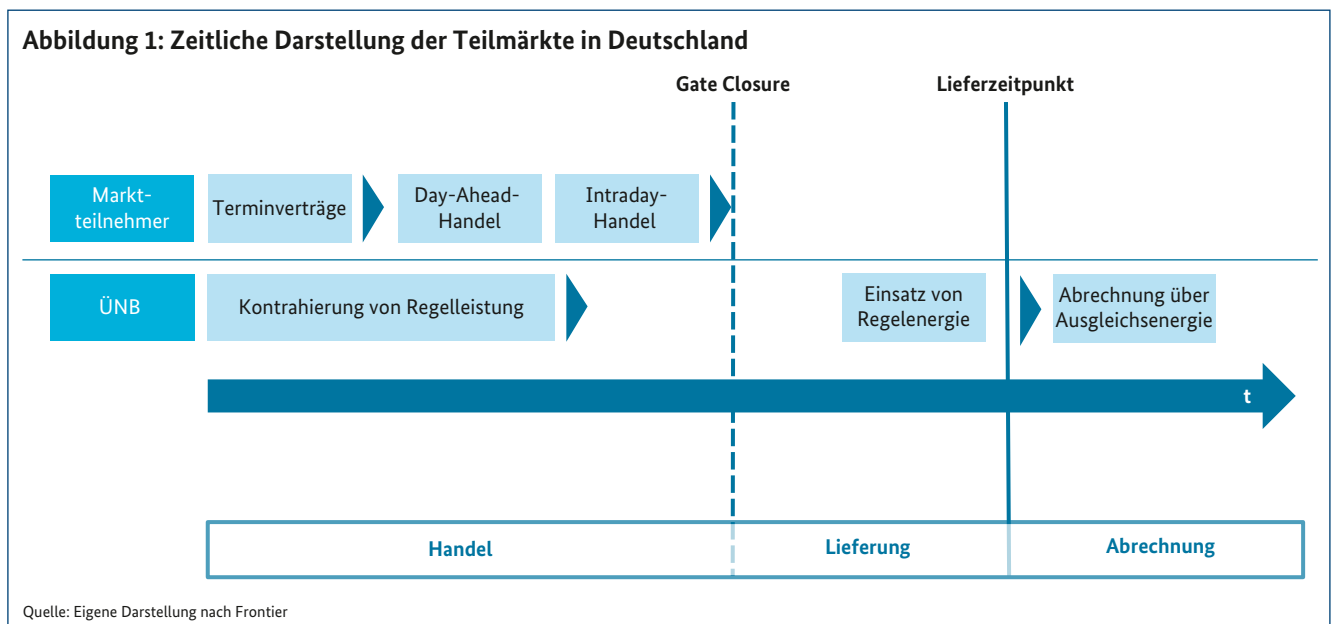
Der Strommarkt besteht aus verschiedenen Teilmärkten (1.1), die das Preissignal erzeugen, an dem sich Erzeugung und Verbrauch ausrichten (1.2). Die Übertragungsnetzbetreiber gleichen unvorhersehbare Abweichungen mit Regelleistung aus (1.3). Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem steuert die Synchronisierung (1.4). Das Zusammenspiel dieser Mechanismen führt dazu, dass der Strommarkt Arbeit und Leistung vergütet (1.5). Die Übertragungsnetzbetreiber beheben Netzengpässe mittels Netzausbau und übergangsweise mithilfe von Redispatch-Maßnahmen (1.6).

1.1 Die Teilmärkte ermöglichen einen effizienten Stromhandel

Strom wird an der Börse und außerbörslich gehandelt.

An der Strombörse – für Deutschland der European Energy Exchange EEX in Leipzig und der European Energy Exchange EPEX SPOT in Paris – werden standardisierte Produkte in einem transparenten Verfahren ge- und verkauft. Überwiegend schließen Unternehmen aber weiterhin direkte Lieferverträge mit Stromerzeugern ab. Der Handel mit diesen außerbörslichen Lieferverträgen wird „Over the Counter“ (OTC) genannt.

Der Handel erfolgt am Termin-, Day-Ahead- und Intraday-Markt. Auf dem Terminmarkt können Unternehmen Lieferungen bis zu sechs Jahre im Voraus vereinbaren, wobei insbesondere die jeweils drei nächsten Jahre sehr liquide gehandelt werden. Die entsprechenden Produkte heißen an der Börse „Futures“, im OTC-Handel wird von „Forwards“ gesprochen. Der Spotmarkt besteht aus dem Day-Ahead- und dem Intraday-Markt. Auf dem Day-Ahead-Markt werden die Stromlieferungen für den kommenden Tag auktioniert. Anbieter und Nachfrager müssen ihre Gebote jeweils am Vortag bis 12 Uhr abgeben. Je näher der Zeitpunkt der vereinbarten Stromlieferung heranrückt, umso besser können die Marktteilnehmer die tatsächliche Einspeisung und den realen Verbrauch abschätzen. Um Fehlmengen oder Überschüsse so gering wie möglich zu halten und die verfügbaren Erzeugungsanlagen kosteneffizient einzusetzen, können die Marktteilnehmer daher nach Abschluss der Day-Ahead-Auktion auf dem Intraday-Markt sehr kurzfristig mit Strommengen für Zeitspannen von Viertelstunden bis Stundenblöcken handeln. An der Börse endet der Intraday-Handel 45 Minuten vor der Lieferung („Gate Closure“). OTC können Unternehmen bis 15 Minuten vor der Lieferung handeln.



Der deutsche Strommarkt ist mit den Strommärkten von 15 Nachbarstaaten² gekoppelt. Der Börsenpreis am Day-Ahead-Markt wird für die gekoppelten Märkte gemeinsam ermittelt. Dabei geben Stromanbieter und -nachfrager ihre Gebote in ihren jeweiligen nationalen Day-Ahead-Markt-zonen³ ab. In einem iterativen Prozess wird dann die Stromnachfrage in der Marktzone durch die günstigsten Stromangebote aus allen Marktgebieten bedient, bis die Verbindungen zwischen den Markt-zonen (Grenzkuppelstellen) ausgelastet sind. Solange die Grenzkuppelstellen von ihrer Kapazität her⁴ ausreichen, gleichen sich die Preise in den Marktgebieten an. Durch die Marktkopplung wird die nationale Stromnachfrage durch das international günstigste Angebot gedeckt. Dies führt dazu, dass insgesamt weniger Kapazitäten zur Deckung der Nachfrage nötig sind (siehe Kapitel 2.1).

1.2 Die Strompreissignale steuern Erzeuger und Verbraucher

Der Börsenpreis ergibt sich als Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage. Am Strommarkt kommen zuerst die Erzeugungsanlagen mit den geringsten variablen Kosten zum Zug („Merit-Order“). So werden die Kosten der Stromversorgung minimiert. In der Regel entspricht der Börsenpreis für Strom den variablen Kosten der teuersten Erzeugungsanlage im Einsatz. Diese Anlage wird als „Grenzkraftwerk“ bezeichnet. Der Börsenpreis wird dann auch Grenzkostenpreis genannt.

Erzeugungsanlagen, deren variable Kosten geringer sind als die variablen Kosten des Grenzkraftwerks, können Deckungsbeiträge erzielen. Liegen die variablen Kosten eines Kraftwerks unterhalb der Kosten des Grenzkraftwerks, erwirtschaftet dieses Kraftwerk eine Marge. Aus dieser Marge können Fixkosten der Anlage (wie Personal- und Kapitalkosten) bedient werden (Deckungsbeitrag). Die variablen Kosten eines Kraftwerkes hängen hauptsächlich von den Brennstoffkosten, dem Wirkungsgrad der Anlage oder den CO₂-Kosten ab. Derzeit erwirtschaften in Deutschland Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen (Grenzkosten nahe

null), Kern- und Kohlekraftwerke sowie die Mehrzahl der Gaskraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung in vielen Stunden des Jahres Deckungsbeiträge.

Setzen die Stromnachfrage oder Erzeuger, die ihre Fixkosten einpreisen, den Strommarktpreis, können auch sehr teure Grenzkraftwerke Deckungsbeiträge erzielen.

Wenn die Grenzen der verfügbaren Erzeugungskapazitäten erreicht werden, kann der Ausgleich von Angebot und Nachfrage entweder durch Lastmanagement (d.h. Lastreduktion durch flexible Verbraucher) oder die letzte Erzeugungseinheit erfolgen. Dann kann der Preis am Strommarkt über die variablen Kosten der teuersten Erzeugungsanlage steigen. In diesen Situationen erfolgt die Preisbildung auf Basis der Zahlungsbereitschaft der Verbraucher (Lastmanagement) oder durch Erzeuger, die ihre Fixkosten einpreisen. So sind Verbraucher, die aus dem Strom einen hohen Nutzen ziehen, bereit, in einzelnen Stunden hohe Preise zu zahlen. Diese Preise können über den variablen Kosten des Grenzkraftwerks liegen. Wenn der Preis den Nutzen übersteigt, können Verbraucher ihren Strombezug freiwillig reduzieren. Bereits am Terminmarkt gekaufter Strom könnte in diesem Fall gewinnbringend weiterverkauft werden. Diese Preissetzung wird auch als „peak-load pricing“ bezeichnet.

1.3 Die Regelleistung gleicht unvorhersehbare Abweichungen kurzfristig aus

Es muss zwischen dem kommerziellen Marktergebnis, d.h. dem Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage, und dem physikalischen Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch unterschieden werden. Wenn der Stromhandel ein Marktergebnis erzielt, bei dem Angebot und Nachfrage an den Stromteilmärkten ausgeglichen sind, bedeutet dies nicht automatisch, dass auch die physikalische Stromerzeugung und der Stromverbrauch im Gleichgewicht sind. Eine Abweichung zum kommerziellen Marktergebnis kann beispielsweise auftreten, wenn die tatsächliche Einspeisung oder der tatsächliche Verbrauch durch unvorhersehbare Ereignisse (wie Kraftwerksausfälle, veränderte

2 Deutschland und Österreich verfügen über eine gemeinsame Gebotszone. Direkt gekoppelt über einen gemeinsamen Market Clearing Algorithmus ist Deutschland mit den nordischen Staaten (Dänemark, Finnland, Norwegen, Schweden), mit Großbritannien und den anderen Staaten Zentralwesteuropas (Belgien, Frankreich, Luxemburg, Niederlande) sowie indirekt mit den baltischen Staaten und Polen, die über einen gemeinsamen Market Coupling Algorithmus mit dem nordischen Markt gekoppelt sind.

3 Auch Preis- bzw. Gebotszone genannt.

4 Engpässe sollen möglichst effizient bewirtschaftet werden.

Witterungsbedingungen oder einen kurzfristig veränderten Verbrauch) von den Prognosen, die dem Stromhandel zu Grunde lagen, abweichen.

Regelleistung gleicht unvorhersehbare Abweichungen aus. Um das physikalische Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu sichern, beschaffen die Übertragungsnetzbetreiber Regelleistung. Sie berechnen, welche Leistung sie für die Systemsicherheit benötigen. Über Ausschreibungen am Regelleistungsmarkt erwerben sie die entsprechenden Kapazitäten und damit die Möglichkeit, Erzeugung oder Verbrauch kurzfristig anzupassen. Dabei unterscheiden Übertragungsnetzbetreiber zwischen drei Arten von Regelleistung: Primärregelleistung muss innerhalb von 30 Sekunden nach Anforderung vollständig zur Verfügung stehen, Sekundärregelleistung innerhalb von fünf Minuten und Minutenreserve (Tertiärregelleistung) innerhalb einer Viertelstunde. Die Übertragungsnetzbetreiber unterscheiden außerdem positive und negative Regelleistung. Positive Regelleistung wird durch höhere Erzeugung oder geringeren Verbrauch erbracht. Negative Regelleistung wird hingegen durch geringere Erzeugung oder höheren Verbrauch erbracht.

1.4 Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem steuert die Synchronisierung

Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem ist das zentrale Instrument für die Synchronisierung. Zusammen mit der Regelleistung sorgt das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem dafür, dass genau so viel Strom in das Stromnetz eingespeist wird, wie gleichzeitig aus diesem entnommen wird. Es umfasst insbesondere die Pflichten, alle Erzeuger und Verbraucher in Bilanzkreisen zu erfassen (Bilanzkreispflicht), auf Basis von Last- und Erzeugungsprognosen ausgeglichene Fahrpläne anzumelden und einzuhalten (Pflicht zur Bilanzkreistreue) sowie unvorhergesehene Fahrplanabweichungen durch Ausgleichsenergie abzurechnen (Ausgleichsenergiesystem).

Der Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch wird über Bilanzkreise abgerechnet. Ein Bilanzkreis ist ein virtuelles Energiemengenkonto, geführt von einem Bilanzkreisverantwortlichen. Ein Bilanzkreis umfasst beispielsweise die Kraftwerke eines Kraftwerksbetreibers oder die gesamte Erzeugung und Gesamtnachfrage eines Energieversorgers. Es gibt zudem reine Handelsbilanzkreise, die nur gehandelte Strommengen umfassen. Jeder Erzeuger und jeder Verbraucher in Deutschland ist in einem Bilanz-

kreis erfasst. Die Bilanzkreisverantwortlichen melden im Rahmen der Fahrplananmeldung für jede Viertelstunde des Folgetages an, wie viel Strom sie mit welcher Erzeugungsanlage in das Netz einspeisen oder an welchem Netzanschlusspunkt sie Strom aus dem Netz entnehmen wollen. Die Fahrpläne umfassen auch den geplanten Stromtausch mit anderen Bilanzkreisen gemäß den Ergebnissen des Strommarktes.

Der zentrale Anreiz dafür, Erzeugung und Verbrauch zu synchronisieren, sind die Ausgleichsenergiekosten. Der Einsatz von Regelleistung zum Ausgleich physikalischer Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch stellt sicher, dass die Differenzen zwischen Fahrplananmeldung und Ist-Zustand im Saldo über die gesamte Regelzone ausgeglichen werden. Diese Kosten für den Einsatz der Regelleistung werden über das Ausgleichsenergiesystem abgerechnet. D.h. weicht ein Bilanzkreis im Saldo von seinem Fahrplan ab, muss er die Kosten für den Einsatz der Regelleistung tragen. Die Ausgleichsenergiekosten sollen so wie eine Strafzahlung für Abweichungen vom angemeldeten Fahrplan wirken. Sie sind der zentrale Anreiz dafür, Bilanzkreise auszugleichen (siehe zur Weiterentwicklung Kapitel 4.2).

1.5 Der Strommarkt vergütet Arbeit und Leistung

Der Strommarkt vergütet neben der Arbeit auch Leistung. Arbeit umfasst die bereitgestellte Energie (man spricht dann von Kilowatt- oder Megawattstunde). Leistung beschreibt die Erzeugungskapazität und damit die Möglichkeit zur Energiebereitstellung (man spricht dann von Kilo- oder Megawatt). An den Spotmärkten wird *explizit* nur elektrische Arbeit gehandelt. Daher wird oft vom „Energy only Markt“ (EOM) gesprochen. *Implizit* vergütet der Strommarkt Leistung auf Terminmärkten, Spotmärkten (insbesondere in Form der in Kapitel 1.2 beschriebenen Deckungsbeiträge) und in Strombezugsverträgen. *Explizit* vergütet der Strommarkt Leistung beispielsweise auf dem Regelleistungsmarkt, in Optionsverträgen oder Absicherungsverträgen.

Mit der elektrischen Arbeit wird implizit immer auch die dafür erforderliche Leistung gehandelt und vergütet. Die impliziten Vergütungen von Leistung resultieren aus dem Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem (siehe Kapitel 1.4) sowie den unbedingten Lieferverpflichtungen für die gehandelte Arbeit. Die Versorger sind verpflichtet, ihre Lieferverpflichtungen für die gehandelte Arbeit zu erfüllen.

Dafür müssen sie entsprechende Kapazitäten vorhalten oder kontrahieren. Bei Abweichungen müssen sie Ausgleichsenergiekosten zahlen. So entstehen bereits im heutigen Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem Anreize, ausreichend Kapazitäten von Erzeugungsanlagen oder flexible Leistung von Verbrauchern für die Erfüllung der Lieferverpflichtungen vorzuhalten (siehe Frontier/Formaet 2014 und r2b 2014) sowie die Preis- und Mengenrisiken abzusichern (r2b 2014). In Zeiten von Überkapazitäten ist diese implizite Vergütung von Leistung gering. Sie steigt, je knapper die Kapazitäten am Strommarkt sind.

1.6 Redispatch ist die Antwort auf vorübergehende Netzengpässe

Netzengpässe behindern den Stromtransport zwischen Erzeugern und Verbrauchern. Innerhalb Deutschlands wird Strom zunehmend in Windkraftanlagen im Norden und Osten der Republik erzeugt. Zahlreiche Lastzentren aber liegen überwiegend im Süden und Westen Deutschlands. Ohne ausreichenden Netzausbau können sich die existierenden Netzengpässe zwischen Norden und Süden weiter verschärfen (siehe auch Kapitel 5 und 6).

Bei Netzengpässen passen die Übertragungsnetzbetreiber die Fahrweise von Kraftwerken an. Die Übertragungsnetzbetreiber errechnen unter anderem auf Basis der Fahrplananmeldungen die voraussichtlichen Stromflüsse durch die Leitungen des Übertragungsnetzes. Erwartet sie auf der Grundlage dieser Lastflussberechnung Netzengpässe oder netzkritische Situationen, können sie Kraftwerke, Wind- und Solaranlagen anweisen, ihre geplante Stromproduktion anzupassen, um diese Engpässe gezielt zu vermeiden. Dieses Verfahren wird Redispatch genannt (siehe Kapitel 5).

Redispatch kann auch bei Netzengpässen einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten. Übertragungsnetzbetreiber weisen Stromerzeuger vor dem erwarteten Netzengpass an, die Erzeugung in ihren Anlagen zu drosseln. Es werden zunächst konventionelle Anlagen angewiesen. Wenn dies nicht ausreicht, werden auch die Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien abgeregelt. Hinter dem Netzengpass werden Kraftwerke hochgefahren, um die gedrosselte Stromproduktion in gleicher Leistung zu ersetzen. Die Anlagenbetreiber vor und hinter dem Netzengpass erhalten dafür eine finanzielle Kompensation. Die Kosten des Redispatches werden über die Netzentgelte auf die Stromkunden umgelegt. Im Jahr 2013 betrug sie in Deutschland 115 Millionen Euro (BMW 2014).

Kapitel 2: Herausforderungen

In den kommenden Jahren durchläuft der Strommarkt eine Phase des Übergangs (2.1). Zentrale Aufgabe des Strommarktes ist es dabei, Versorgungssicherheit kosteneffizient zu gewährleisten und dafür Stromerzeugung und -verbrauch zu synchronisieren (2.2). Mindestenerzeugung im System kann eine sichere, kosteneffiziente und umweltverträgliche Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch erschweren (2.3).

2.1 Der Strommarkt befindet sich in den kommenden Jahren in einer Phase des Übergangs

Der Strommarkt ist liberalisiert. Bis 1998 hatten Stromversorger feste Versorgungsgebiete. Stromversorgung und Netze waren zumeist in einer Hand. Diese Monopole wurden aufgelöst. Wettbewerb sorgte dafür, dass die Stromerzeugung und der Stromvertrieb effizienter wurden.

Die europäischen Märkte sind weitgehend gekoppelt und wachsen weiter zusammen. Die Kopplung der nationalen Strommärkte ist ein zentrales Element zur Vollendung des europäischen Binnenmarktes. In gekoppelten Märkten wird Strom unter Berücksichtigung der verfügbaren Übertragungskapazitäten gleichzeitig gehandelt. Damit können Erzeugungskapazitäten und Netze besser ausgenutzt werden (siehe Kapitel 1.1).

Die Liberalisierung der Strommärkte und der EU-Binnenmarkt für Elektrizität tragen zu den derzeit vorhandenen Überkapazitäten bei. Der Wettbewerb und die Kopplung nationaler Märkte haben dazu geführt, dass Strom heute effizienter erzeugt und gehandelt wird und weniger Kraftwerke benötigt werden. Damit sind Überkapazitäten entstanden. Diese wurden durch den Zubau von erneuerbaren Energien, die Inbetriebnahme neuer fossiler Kraftwerke und die Wirtschaftskrise in Europa, die zu einer unerwartet niedrigen Nachfrage geführt hat (CEPS 2014), verstärkt. Die Überkapazitäten summieren sich gegenwärtig auf rund 60 Gigawatt in dem für Deutschland relevanten Strommarktgebiet (siehe Kapitel 7).

Die Überkapazitäten und die niedrigen CO₂-Preise führen gegenwärtig zu niedrigen Großhandelspreisen. Diese entlasten einerseits die Stromverbraucher, die am Großhandelsmarkt einkaufen; andererseits verringern sie die Wirtschaftlichkeit von Bestands- und Neubaukraftwerken und erhöhen den Förderbedarf für erneuerbare Energien. Der-

zeit werden zahlreiche Kraftwerke von ihren Betreibern stillgelegt. Dieser erforderliche Marktberaumungsprozess wird in den kommenden Jahren anhalten.

Viele Studien gehen davon aus, dass sich die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke mittelfristig verbessert. Durch den Abbau von Überkapazitäten wird sich das Preisniveau voraussichtlich stabilisieren (Frontier et al 2014, r2b 2014). Damit wird sich die Wirtschaftlichkeit von Bestands- und Neubaukraftwerken, erneuerbaren Energien und Speichern verbessern. Dies gilt insbesondere, wenn zukünftig die Stromnachfrage gelegentlich den Strommarktpreis setzt (siehe „peak-load pricing“ in Kapitel 1.2). Die Frage, ob ein optimierter Strommarkt dafür sorgt, dass eine sichere Versorgung der Verbraucher stets gewährleistet ist, oder ob zusätzlich ein Kapazitätsmarkt eingeführt werden soll, wird in Teil III diskutiert.

In der ersten Phase der Energiewende hat sich der derzeitige Strommarkt grundsätzlich bewährt. In dieser Phase sind die erneuerbaren Energien auf einen Anteil von rund 25 Prozent an der Stromerzeugung angewachsen. 2011 wurden acht Kernkraftwerke mit einer Erzeugungskapazität von insgesamt rund acht Gigawatt endgültig stillgelegt. Der Markt hat dabei bemerkenswerte Anpassungsleistungen gezeigt. So haben beispielsweise Betreiber von konventionellen Kraftwerken aufgrund entsprechender Preissignale ihre Betriebsweise in einem Umfang an die zunehmend volatilere Residuallast angepasst, der vor wenigen Jahren für technisch unmöglich gehalten wurde. Gleichzeitig wurden Innovationen im Lastmanagement erprobt.

Bis 2022 steigt Deutschland aus der Kernenergie aus. Bis 2022 werden hierdurch weitere Erzeugungskapazitäten in Höhe von rund 12 Gigawatt stillgelegt.

Erneuerbare Energien werden weiterhin im Rahmen des vom Erneuerbare-Energien-Gesetz definierten Ausbaukorridors stark ausgebaut. Hierbei nehmen Windenergie und Photovoltaik die tragende Rolle ein. Wind und Sonne sind die Energiequellen mit den größten Potentialen und den geringsten Kosten. Sie sind jedoch dargebotsabhängig, das heißt, die Stromproduktion hängt vom Wetter ab. Diese kann saisonal und tageszeitlich stark schwanken.

Der Bedarf an Grund- und Mittellastkraftwerken sinkt. Der Ausbau der erneuerbaren Energien verändert die Anforderungen an den thermischen Kraftwerkspark. Der Gesamtbedarf an fossilen Kraftwerken und insbesondere

der Bedarf an Grund- und Mittellastkraftwerken sinkt, während der Bedarf an flexiblen Spitzenlasttechnologien und Lastmanagement steigt.

Der Strommarkt reagiert zunehmend flexibler auf die fluktuierende Stromerzeugung der erneuerbaren Energien; größere Verbraucher nehmen zunehmend aktiv am Strommarkt teil, wenn sie dadurch ihre Wirtschaftlichkeit stärken können (Lastmanagement). Wir bewegen uns von einem Stromsystem, in dem regelbare Kraftwerke der Stromnachfrage folgen, zu einem insgesamt effizienten Stromsystem, in dem flexible Erzeuger, flexible Verbraucher und Speicher zunehmend auf das fluktuierende Angebot aus Wind und Sonne reagieren. Dieser Übergang wird in den nächsten Jahren stattfinden.

2.2 Synchronisierung: Eine Aufgabe, zwei Funktionen

Der Strommarkt hat im Kern eine Synchronisierungsaufgabe. Elektrische Energie kann im Stromnetz nicht gespeichert werden. Der Strommarkt muss dafür sorgen, dass jederzeit genau so viel Strom in das Stromnetz eingespeist wird, wie gleichzeitig aus diesem entnommen wird. Um diese Synchronisierungsaufgabe zu erfüllen, hat der Strommarkt zwei zentrale Funktionen: eine Vorhalte- und eine Einsatzfunktion.

Der Strommarkt hat zum einen eine Vorhaltefunktion (ausreichende Kapazitäten): Damit jederzeit ein Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage möglich ist, müssen ausreichend Kapazitäten – d. h. Erzeuger oder flexible Verbraucher – am Markt vorhanden sein. Preissignale müssen dafür sorgen, dass die Marktakteure den entsprechenden effizienten Technologiemix aus flexiblen Erzeugern und flexiblen Verbrauchern bereitstellen und rechtzeitig in neue Kapazitäten auf der Erzeugungs- oder Verbrauchsseite (Lastmanagement) investieren. Die Marktakteure nutzen für ihre Investitionsentscheidungen in die Zukunft gerichtete Marktpreisprognosen und Preisnotierungen im Terminmarkt. Lassen diese erwarten, dass sich Investitionen rentieren, liegt eine wesentliche Voraussetzung für eine positive Investitionsentscheidung vor.

Kurz- bis mittelfristig sind ausreichend Kapazitäten vorhanden. Die bestehenden Kapazitäten können in den kommenden Jahren eine sichere Versorgung der Verbraucher mit Strom gewährleisten (ÜNB 2013; r2b 2014; Frontier et al 2014; siehe auch Kapitel 9). Die derzeit zu beobachtenden

niedrigen Großhandelspreise unterstreichen die Tatsache, dass es gegenwärtig erhebliche Überkapazitäten gibt. Die teilweise angekündigten oder bereits realisierten Stilllegungen von Kraftwerken sind ein Zeichen dafür, dass der Strommarkt die richtigen Signale aussendet. Überkapazitäten müssen abgebaut werden.

Wie der Strommarkt auch langfristig für ausreichende Kapazitäten sorgen soll, um die Vorhaltefunktion zu erfüllen, wird gegenwärtig diskutiert. Die Frage, ob der Strommarkt ausreichend Kapazitäten anreizt, um eine sichere Versorgung der Verbraucher zu gewährleisten, oder ob zusätzlich ein Kapazitätsmarkt nötig ist, wird in Teil III diskutiert.

Der Strommarkt hat zum anderen eine Einsatzfunktion. Stromerzeugung und -verbrauch müssen jederzeit im Gleichgewicht sein. Es reicht daher nicht, dass technisch ausreichend Kapazitäten (installierte Leistung von Erzeugungsanlagen und flexible Leistung von Verbrauchern) vorhanden sind. Für eine sichere Versorgung muss der Strommarkt durch Preissignale auch jederzeit dafür sorgen, dass die vorhandenen Kapazitäten im erforderlichen Umfang (d. h. in Höhe des zu erwartenden Verbrauchs) kontrahiert und tatsächlich eingesetzt werden. Die Frage, welche Maßnahmen für einen sicheren, kosteneffizienten und umweltfreundlichen Einsatz der Erzeuger und flexiblen Verbraucher nötig sind, wird in Teil II diskutiert.

Kapazitäten sind eine notwendige, aber keine hinreichende Bedingung für Versorgungssicherheit.

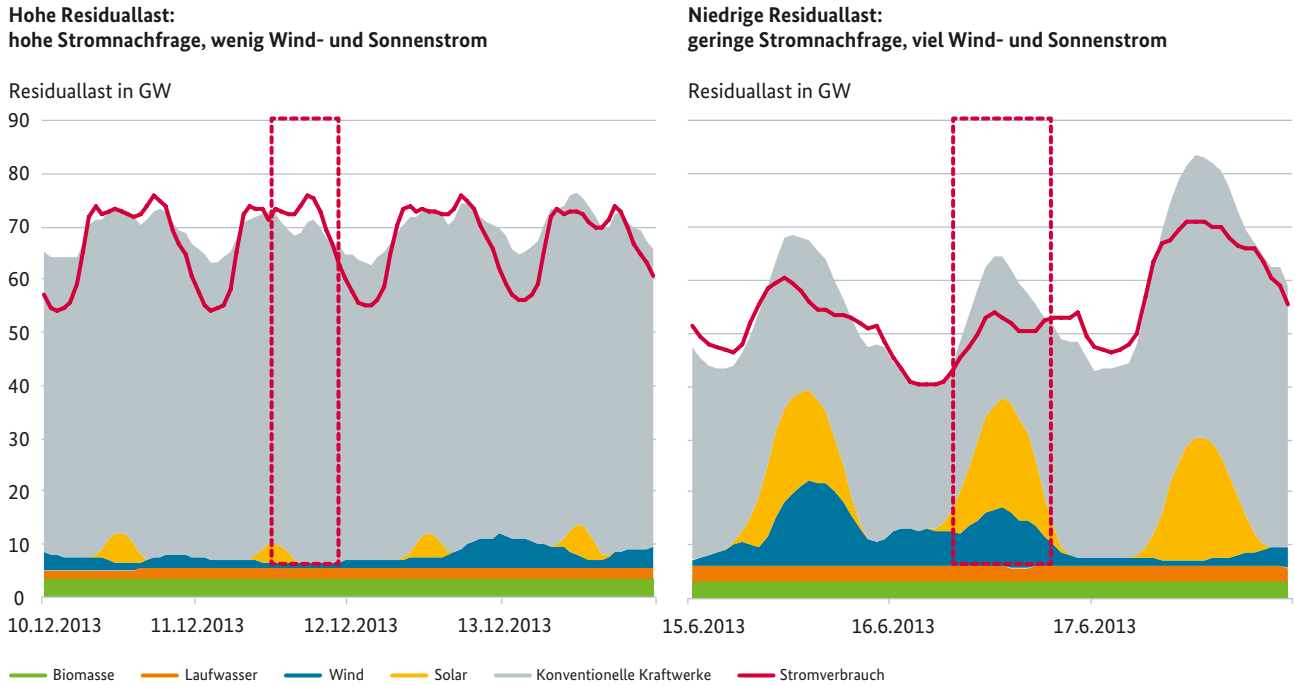
Beispiel 1: Februar 2012 in Deutschland. Die Versorgungssituation war stundenlang angespannt, obwohl technisch ausreichend Kapazitäten vorhanden waren. Über mehrere Stunden konnte das System nur mit Hilfe eines hohen Regelleistungseinsatzes und weiterer kurzfristig aktivierbarer Reserven stabil gehalten werden. Die Ursache hierfür waren systematisch unterdeckte Bilanzkreise: eine große Zahl von Bilanzkreisverantwortlichen hatte zu wenig Strom am Markt beschafft, um den tatsächlichen Verbrauch in ihren Bilanzkreisen zu decken. Dieses Beispiel verdeutlicht, wie wichtig die Einsatzfunktion des Strommarktes, insbesondere die richtigen Anreize des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems und der Abbau von möglichen Hemmnissen, für die Versorgungssicherheit ist.

Beispiel 2: 7. Januar 2014 in den USA. Es gab an der Ostküste der USA im Stromnetz von PJM⁵ eine sehr kritische Versorgungssituation, obwohl durch den dortigen Kapazitätsmarkt mehr als genug Erzeugungskapazitäten vorgehalten wurden. An diesem Tag standen mehr als 40 Gigawatt oder 22 Prozent der Erzeugungskapazität dem Großhandelsmarkt nicht zur Verfügung, als sie dringend gebraucht wurden. Der Grund dafür war, dass diese Anlagen keinen ausreichenden Anreiz hatten, auch einsatzbereit zu sein und tatsächlich eingesetzt zu werden. PJM hat daher angekündigt, das Regelwerk für den Strommarkt zu überarbeiten (PJM 2014).

Die Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch muss auch in den zwei Extremsituationen, hohe und niedrige Residuallast, funktionieren. Die Residuallast ist der Stromverbrauch, der nicht durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann, sondern durch konventionelle Kraftwerke, Stromimporte oder Speicher gedeckt werden muss. Es können zwei Extremsituationen auftreten:

- 1. Maximale Residuallast:** Die Stromnachfrage ist hoch und es wird gleichzeitig wenig Wind- und Sonnenstrom produziert. Dies kann an einem kalten, windstillen Winterabend vorkommen.
- 2. Minimale Residuallast:** Die Stromnachfrage ist gering und es wird gleichzeitig viel Wind- und Sonnenstrom produziert. Dies kann an einem windigen und/oder sonnigen Wochenend- oder Feiertag vorkommen.

Abbildung 2: Beispiele für Situationen mit hoher und niedriger Residuallast



Quelle: Connect Energy Economics

5 PJM ist ein regionales Übertragungsnetz in den USA. Es umfasst die US-Bundesstaaten Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia und District of Columbia.

Beide Extremsituationen stellen den Strommarkt vor Herausforderungen, die er sicher und kosteneffizient bewältigen muss. In Zeiten hoher Residuallast (hohe Stromnachfrage, wenig Wind- und Sonnenstrom) müssen flexible konventionelle Kraftwerke, Speicher oder Stromimporte aus dem Ausland die Nachfrage decken. Alternativ können flexible Verbraucher ihre Stromnachfrage reduzieren und z.B. bereits eingekauften Strom am Markt gewinnbringend verkaufen. Bei geringer Residuallast (geringe Stromnachfrage, viel Wind- und Sonnenstrom) sollen thermische Erzeuger herunterfahren, Speicher- sowie Exportmöglichkeiten genutzt oder flexible Verbraucher zugeschaltet werden. Auf diese Weise kann der zu niedrigen Grenzkosten angebotene Strom aus Wind- und Sonnenenergie effizient und sicher in das System integriert werden. Nur selten auftretende extreme Einspeisespitzen von Wind- und Sonnenenergie („letzte kWh“) sollten abgeregelt werden (siehe Kapitel 5).

Die Herausforderung der minimalen Residuallast wird mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien größer. Heute, bei einem Anteil erneuerbarer Energien von rund 25 Prozent am Stromverbrauch, beträgt die minimale Residuallast ca. 15 Gigawatt. Der Strommarkt ist damit weit entfernt von einem „Überschuss“ erneuerbarer Energien. 2035 könnte die minimale Residuallast minus 25 Gigawatt betragen (Fraunhofer ISI 2014, siehe Abbildung 3). In solchen Situationen reichen die Exportmöglichkeiten für Strom in Nachbarmärkte voraussichtlich nicht mehr aus. Es ist deshalb wichtig, dass thermische konventionelle Erzeuger im Inland ihre Erzeugungsleistung weitestgehend reduzieren (siehe 2.3) und flexible Stromverbraucher in solchen Stunden ihre Nachfrage erhöhen können. Zukünftig werden diese flexiblen Verbraucher voraussichtlich auch aus anderen Sektoren wie dem Wärme- und dem Verkehrssektor kommen (Sektorenkopplung, siehe Kapitel 3). Ferner können Stromspeicher, z. B. in Form von Pumpspeicherkraftwerken, einen Beitrag zur Verstärkung der Residuallast leisten, indem sie in Zeiten hoher Stromeinspeisung Strom entnehmen.

2.3 Konventionelle Mindestenerzeugung kann die Synchronisierung erschweren

Bei geringer Residuallast (geringe Stromnachfrage, viel Wind- und Sonnenstrom) besteht derzeit noch eine sehr hohe konventionelle Mindestenerzeugung. Als Mindestenerzeugung wird hier die Stromproduktion bestimmter thermischer konventioneller Kraftwerke bezeichnet, die auch

noch bei geringer Residuallast und Börsenpreisen von null oder darunter erfolgt, insbesondere weil sie für die Systemicherheit im Netzbetrieb (Regelleistung, Blindleistung, Redispatch oder andere Systemdienstleistungen) erforderlich ist. Die Mindestenerzeugung beträgt heute situationsabhängig bis zu 25 Gigawatt, was mehr als einem Drittel der durchschnittlichen Last entspricht. Um die Versorgungssicherheit bei geringer Residuallast auch langfristig zu gewährleisten, sollte einerseits die Mindestenerzeugung gesenkt werden und andererseits sollten Erneuerbaren-Anlagen technisch weitgehend abregelbar sein, damit ein „zu viel“ an Strom (Überspeisung) vermieden werden kann (Ecofys/Consentec 2013).

Es gibt verschiedene Gründe, warum es derzeit zu Mindestenerzeugung kommt. Mindestenerzeugung entsteht, wenn ein Kraftwerk Regelleistung (siehe Kapitel 4), Blindleistung (siehe Kapitel 5) oder Wärme (siehe Kapitel 8) bereitstellen muss. Wie Mindestenerzeugung kann auch die hohe Stromproduktion aus Braunkohle- und Kernkraftwerken bei geringer Residuallast wirken; Ursache dafür sind unter anderem hohe An- und Abfahrkosten und lange Anfahrdauer von Braunkohle- und Kernkraftwerken. Auch fossile Eigenerzeugung kann wie Mindestenerzeugung wirken, wenn sie etwa wegen Privilegierungen bei der EEG-Umlage, den Netzentgelten oder der Konzessionsabgabe nicht oder nur eingeschränkt auf das Preissignal reagiert.

Die Mindestenerzeugung kann bei hohen Anteilen von erneuerbaren Energien eine kosteneffiziente und umweltverträgliche Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch bei niedriger Residuallast erschweren. Eine weiterhin hohe Mindestenerzeugung würde dann zu größeren Abregelungen von Erneuerbaren-Strom und häufigeren niedrigen bzw. sogar negativen Strompreisen führen. Daher ist es sinnvoll, die Mindestenerzeugung schrittweise zu senken.

Die Abregelung von Erneuerbaren-Anlagen ist keine sinnvolle Alternative zur Absenkung der Mindestenerzeugung. Eine maßvolle Abregelung von Erneuerbaren-Anlagen in seltenen Extremsituationen kann volkswirtschaftlich sinnvoll sein, beispielsweise weil Netzkapazität und Speicher für seltene Einspeisespitzen eingespart werden (siehe Kapitel 5). Die Abregelung ist jedoch keine sinnvolle Alternative zur Absenkung der Mindestenerzeugung. Bei umfangreicher Abregelung können höhere Kosten entstehen, als durch die Mindestenerzeugung kraftwerkseitig eingespart würden. Die untenstehende Graphik verdeutlicht die Zusammenhänge an einem Beispiel für das deut-

sche Stromerzeugungssystem (ohne weitere Flexibilisierung von Erzeugung und Nachfrage): Bei gleichbleibender Mindesterzeugung müssten bei 60 Prozent Anteil erneuerbarer Energien 15 Prozent des Stroms aus erneuerbaren Energien exportiert oder bei mangelnden Exportmöglichkeiten abgeregelt werden (Fraunhofer ISI 2014).

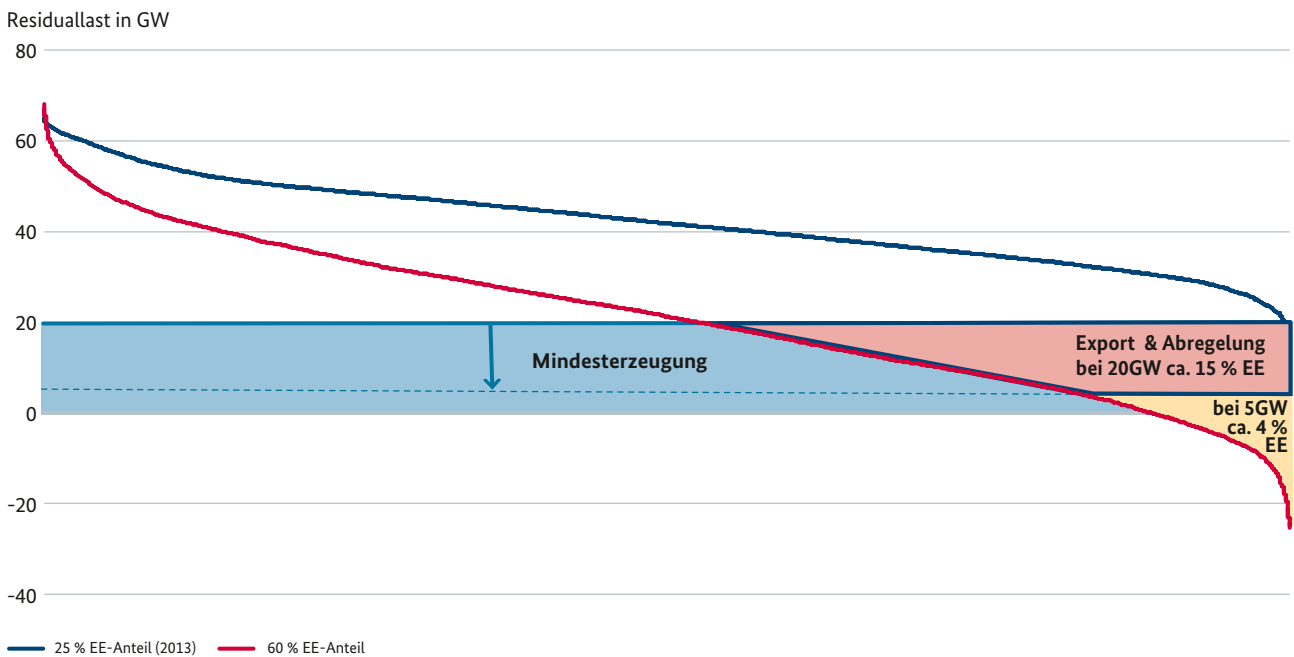
Die Rolle der Energieeffizienz:

Die steigende Energieeffizienz reduziert zugleich den Strombedarf „klassischer“ strombetriebener Geräte und Anlagen weiter, während „neue“ Verbraucher wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen hinzukommen, deren Batterien oder Wärmespeicher flexibel geladen sind und zur Flexibilisierung des Stromsystems beitragen können.

Stromsparen ist eine besonders kostengünstige Möglichkeit zur Senkung der Systemkosten. Diese werden durch geringere Kosten für fossile und erneuerbare Kraftwerke sowie durch geringere Ausgaben für Brennstoffe erreicht. Seit dem Allzeithoch 2007 (622 TWh) ist der deutsche Stromverbrauch rückläufig und stetig gesunken (2013: 598 TWh; BMWi: Energiedaten 2014). Setzt sich dieser Trend fort und schreitet die Bundesrepublik weiter voran bei der Erreichung ihrer gesetzten Stromsparziele, senkt das die Systemkosten erheblich. Durch Stromeinsparungen könnten im Jahr 2035 Kostensenkungen zwischen 10 und 20 Mrd. Euro erreicht werden (Agora 2014).

Stromeffizienz und Stromeinsparungen durch effizientere Geräte und Anlagen können die Residuallast dauerhaft reduzieren, da die Steigerung der Stromeffizienz besonders in Zeiten hoher Residuallast wirkt.

Abbildung 3: Auswirkung der Mindesterzeugung bei zunehmenden Anteilen erneuerbarer Energien



Quelle: Fraunhofer ISI

Kapitel 3: Flexibilität als eine Antwort

Dem Strommarkt stehen aus technischer Sicht ausreichend Optionen, sog. Flexibilitätsoptionen, zur Verfügung, um Erzeugung und Verbrauch jederzeit zu synchronisieren (3.1). Aus Gründen der Kosteneffizienz ist es erforderlich, Hemmnisse abzubauen und einen technologieneutralen Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen untereinander möglich zu machen (3.2).

3.1 Flexibilitätsoptionen

Das technische Potential der Flexibilitätsoptionen ist weit größer als der tatsächliche Bedarf. Es bestehen zahlreiche Optionen, um Erzeugung und Verbrauch jederzeit sicher, kosteneffizient und umweltverträglich zu synchronisieren. Dies gilt auch für Zeiten maximaler und minimaler Residuallast. Aus dem großen bestehenden Angebot für Flexibilität im Strommarkt können daher vorrangig die günstigsten Optionen genutzt werden. Der Markt entwickelt zudem kontinuierlich weitere Lösungen. Die Optionen lassen sich wie folgt gruppieren (AG Interaktion 2012):

- **Flexible konventionelle und erneuerbare Erzeugung:** Thermische konventionelle und Bioenergie-Kraftwerke können ihre Stromproduktion an die Schwankungen des Verbrauchs und der Erzeugung von Windenergie- und Solaranlagen anpassen. Windenergie- und Solaranlagen wiederum können bei sehr geringer Residuallast oder begrenzter Netzkapazität ihre Erzeugung verringern (Abregelung).
- **Flexible Nachfrage:** Industrie, Gewerbe und Haushalte können teilweise ihren Stromverbrauch in Zeiten hoher Residuallast reduzieren und in Zeiten mit geringer Residuallast verlagern, wenn sie dadurch ihre Wirtschaftlichkeit stärken können. Es ist möglich, beispielsweise Wärme, Kälte oder Zwischenprodukte zu speichern oder Produktionsprozesse anzupassen. Bei geringer Residuallast kann mit Strom auch direkt Wärme erzeugt und damit Heizöl bzw. Gas eingespart werden. Auch Batterien von Elektroautos können verstärkt in Situationen mit niedriger Residuallast geladen werden.
- **Speicher** wie Pumpspeicher und Batteriespeicher können ebenfalls zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch beitragen, insbesondere zum Ausgleich der Schwankungen der Residuallast. Zusätzliche neuartige Speicher sind bislang in der Regel teurer als andere Flexibilitätsoptionen. Ein erstes wirtschaftliches Anwendungsfeld von neuartigen Speichern könnte bei System-

dienstleistungen liegen. Zusätzliche neuartige Langzeitspeicher, die saisonale Schwankungen ausgleichen können, sind erst bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien erforderlich.

- **Leistungsfähige Netze:** Gut ausgebaute Stromnetze ermöglichen den überregionalen Ausgleich der Schwankungen von Nachfrage, Wind und Sonne. Darüber hinaus können bei gekoppelten Märkten auch die unterschiedlich verfügbaren Technologien effizienter genutzt werden (z. B. Wind und Sonne in Deutschland, Wasserkraftspeicher in den Alpen und in Skandinavien). Netzausbau verringert auch den erforderlichen Umfang von Redispatch-Maßnahmen und den Bedarf an netzstützenden Systemdienstleistungen.

3.2 Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen

Die verschiedenen Flexibilitätsoptionen sollten auch in Zukunft im Wettbewerb gegeneinander antreten. Da das Potential an Flexibilitätsoptionen so vielfältig ist und weit größer als der tatsächliche Bedarf, und die Technologien zudem ständig weiterentwickelt werden, ist es nicht nötig, einzelne Technologien über die Forschungsförderung hinaus gezielt zu fördern. Aus ökonomischer Sicht sollten sich die kostengünstigen Lösungen in einem technologieoffenen Wettbewerb ergeben. Der Markt muss dabei – sowohl in statischer als auch in dynamischer Sicht – die richtigen Anreize zur Entwicklung und Nutzung der Flexibilitätsoptionen setzen.

Je breiter und direkter die Preissignale, desto geringer die Kosten. Die Kosten für die Erschließung der notwendigen technischen Potenziale sind umso geringer, je breiter und direkter die Preissignale wirken. Die Preissignale aus den Strommärkten (Höhe und Volatilität der Großhandelspreise, Preise am Regelleistungsmarkt, Opportunitätskosten im Wärme- und im Verkehrssektor) können auf diese Weise automatisch die jeweils kostengünstigsten Option anreizen.

Aufgrund verschiedener Hemmnisse im Energiemarkt-design erreicht das Preissignal des Strommarkts derzeit jedoch einige Stromerzeuger und -verbraucher teilweise verzerrt; z. B. innerhalb des Stromsektors durch die Struktur der festen Bestandteile der Strompreise und an der Schnittstelle zum Wärme- und Verkehrssektor. Diese Flexibilitätshemmnisse müssen überprüft und adressiert werden, damit das Marktpreissignal gestärkt wird (siehe Kapitel 4.3).

Beispiel für verstärkte Marktpreissignale: Direktvermarktung erneuerbarer Energien

Das 2014 novellierte EEG verpflichtet Neuanlagen zur Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien. Anders als unter der festen Einspeisevergütung wirken sich bei der gleitenden Marktprämie die schwankenden Marktpreise auf das Erzeugungs- und Einspeiseverhalten der Erneuerbaren-Erzeuger aus.

Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Marktprämie sind selbst für die kurzfristige Prognose ihrer Produktion und den Ausgleich bei Abweichungen verantwortlich. Damit übernehmen sie dieselbe Verantwortung wie konventionelle Kraftwerke. Sie haben den Anreiz, die Methodik und Datengrundlage der Prognosen zu verbessern und somit Abweichungen zu verringern bzw. möglichst effizient auszugleichen.

Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Marktprämie schalten bei moderat negativen Preisen ab, sofern die technischen Voraussetzungen bereits gegeben sind. Sie tragen damit zur Systemsicherheit bei und entlasten die EEG-Umlage im Vergleich zu Anlagen, die in der festen Einspeisevergütung sind. Bei statischer Betrachtung erhöht sich die EEG-Umlage bei einer Abregelung bei moderat negativen Preisen in einem stärkeren Maße, als bei Abregelung bei einem Preis von Null. Bei dynamischer Betrachtung hingegen erweist sich die Abregelung bei moderaten negativen Preisen als kosteneffizient. Denn geringe negative Preise bieten ein Investitionssignal für die Flexibilisierung von konventioneller Erzeugung und der Nachfrage.

Wenn die technischen Voraussetzungen erfüllt sind, können Betreiber ihre Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Marktprämie zusätzlich am Regelleistungsmarkt vermarkten (siehe Kapitel 4.1). Insbesondere Biomasseanlagen erbringen zunehmend Regelleistung. Zukünftig sollte die Teilnahme am Markt für (negative) Regelleistung auch für Wind- und Photovoltaikanlagen möglich sein. Dadurch könnte die Mindesterzeugung fossiler Kraftwerke verringert werden.

Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen erhalten durch die Markt- und Flexibilitätsprämie einen Anreiz, ihre Anlagen möglichst bedarfsgerecht auszuliegen. Biomasseanlagen haben mit der Flexibilitätsprämie einen Anreiz, ihre Anlagen flexibel auszuliegen und zukünftig vor allem bei hohen Strompreisen einzuspeisen. Auch Wind- und Photovoltaik-Anlagen können z. B. durch Schwachwindturbinen oder Ost-West-Ausrichtung eine gleichmäßigere Einspeisung erzielen und in Zeiten hoher Strompreise die hohe Nachfrage besser decken.

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

Teil II des Grünbuchs stellt Maßnahmen zur Diskussion, die für einen sicheren, kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz der Erzeuger und flexiblen Verbraucher erforderlich sind. Diese Maßnahmen betreffen den gesamten Ordnungsrahmen für den Stromsektor. Relevant sind das Marktdesign selbst ebenso wie die regulatorischen Rahmenbedingungen und flankierenden Instrumente (Kapitel 4 bis 8). Die Maßnahmen sollten unabhängig von der Frage ergriffen werden, ob ausreichend Kapazitäten vorhanden sind. Sie sollten „sowieso“ umgesetzt werden, ungeachtet der im Teil III beschriebenen Richtungsentscheidung zu Kapazitätsmärkten.

Kapitel 4: Marktpreissignale für Erzeuger und Verbraucher stärken

Erzeuger und Verbraucher sollten auf das fluktuierende Angebot von Strom aus Wind und Sonne zunehmend flexibel reagieren. Die Marktpreise signalisieren, welche Art von Flexibilität in welchem Umfang benötigt wird. Für einen sicheren, kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz der Flexibilitätsoptionen sollten die Marktpreissignale möglichst unverzerrt die Erzeuger und Verbraucher erreichen und neue Marktteilnehmer ungehinderten Zugang zum Markt erhalten (siehe Kapitel 3). Dieses Kapitel stellt Maßnahmen für eine Stärkung der Marktpreissignale vor. Hierzu gehören die Weiterentwicklung der Spot- und Regelleistungsmärkte (4.1), die Stärkung der Anreize zur Bilanzkreisstreue (4.2) und die Weiterentwicklung der Struktur der Entgelte, Umlagen und Abgaben (4.3).

4.1 Spot- und Regelleistungsmärkte weiterentwickeln

Kapitel 4.1 umfasst mögliche Verbesserungen bei den Spotmärkten und den Regelleistungsmärkten. Beide Teilmärkte wurden in der Vergangenheit bereits sinnvoll weiterentwickelt. Dennoch besteht weiterhin Verbesserungspotenzial.

Den Wettbewerb auf den Day-Ahead- und Intradaymärkten stärken

Der Wettbewerb an den Spotmärkten ist bereits stark ausgeprägt. Beim Handel am Day-Ahead- und Intradaymarkt der Börse EPEX SPOT trifft eine große Anzahl von Nachfragern auf eine große Anzahl von Anbietern. In einem transparenten Verfahren sorgt die Börse dafür, dass jeweils die günstigsten Angebote zuerst berücksichtigt werden. Der Spotmarkt unterstützt so eine kosteneffiziente Synchronisation von Angebot und Nachfrage. Die Börse hat das Produktdesign in den vergangenen Jahren erheblich weiterentwickelt und an die Bedürfnisse von Anbietern und Nachfragern angepasst.

Viertelstundenprodukte erleichtern die Integration erneuerbarer Energien. Seit 2011 bietet die Börse am Intradaymarkt die Möglichkeit, viertelstündliche Stromlieferungen zu handeln. Zuvor war die kleinste Einheit eine Stunde. Diese Änderung hat den Wettbewerb gestärkt und die Möglichkeiten zur Vermarktung und Integration von erneuerbaren Energien sowie zur Bewirtschaftung der Bilanzkreise verbessert. Erstens können neue Anbieter wie

beispielsweise Speicher und Lasten diese kürzeren Produkte leichter bereitstellen. Zweitens ändert sich insbesondere die Einspeisung von Solarstrom morgens und abends innerhalb einer Stunde erheblich. Viertelstundenprodukte können diese Änderungen besser nachbilden. Drittens können Bilanzkreisverantwortliche ihre Fahrpläne genauer einhalten, wenn sie Fahrplanabweichungen im Viertelstundenanstatt im Stundentakt ausgleichen. Damit sinken auch Bedarf und Kosten für die Regelleistungsbereitstellung. Es ist daher sehr zu begrüßen, dass die EPEX SPOT ab Herbst 2014 eine weitere Handelsmöglichkeit für Viertelstundenprodukte einführt: In einer Eröffnungsauktion vor Beginn des Intradayhandels sollen die 96 Viertelstunden des Folgetages simultan gehandelt werden können.

Negative Preise senden wichtige Signale an die Marktteure. Seit September 2008 lässt die Strombörse auf dem deutsch-österreichischen Day-Ahead Markt und seit 2007 auf dem deutschen Intradaymarkt negative Preise zu (EPEX SPOT 2014). Negative und niedrige Preise ermöglichen Kraftwerksbetreibern, in ihren Angeboten nicht nur die kurzfristigen Kosten der Stromerzeugung, sondern auch die Abschaltkosten ihrer Kraftwerke zu berücksichtigen. Bei negativen Preisen entstehen für Strom produzierende Kraftwerksbetreiber Kosten (oder zumindest entgangene Gewinne). Verbraucher wiederum erhalten Anreize, ihren Stromverbrauch in Zeiten negativer Preise zu verlagern. Negative Preise steigern somit den Anreiz, nicht notwendige Erzeugungskapazitäten tatsächlich vom Netz zu nehmen und den Stromverbrauch an das Stromangebot anzupassen. Sie geben so wichtige Investitionssignale für die Flexibilisierung von Erzeugern und Nachfragern (Energy Brainpool 2014a, siehe auch Kapitel 3.2).

Die Börse prüft weitere Verbesserungen des Produktdesigns. Das Preissignal für Flexibilität kann weiter gestärkt werden, wenn der kurzfristige Handel ausgeweitet oder das Marktgebiet über die EU-Marktkopplung vergrößert wird. Beispielsweise könnte der Handelsschluss am Intradaymarkt näher an den Lieferzeitpunkt gerückt werden: Kurzfristige Prognosen der Last und der Produktion erneuerbarer Energien sind besser als Prognosen mit längerer Vorlaufzeit. Liegt der Handelsschluss näher am Lieferzeitpunkt, könnte dies den Regelleistungsbedarf verringern. Allerdings benötigen gleichzeitig die Netzbetreiber nach Handelsschluss ausreichend Reaktionszeit, um die Systemstabilität zu prüfen und gegebenenfalls erforderliche Maßnahmen rechtzeitig einzuleiten. Die Markt-

kopplung zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern beruht bislang auf Stundenprodukten. Eine Ausweitung auf Viertelstundenprodukte könnte weitere Flexibilitätspotenziale heben. Alle Weiterentwicklungen müssen dabei im Einklang mit der EU-Binnenmarktintegration stehen und die Systemstabilität gewährleisten.

Nächster Schritt

Das BMWi wird die Marktkopplung der Spotmärkte auch im Rahmen der Netzkodizes (siehe Kapitel 7) vorantreiben. Das umfasst auch die Prüfung neuer Methoden zur Engpassbewirtschaftung.

Mindesterzeugung und Kosten der Regelleistung senken

Die Regelleistungsmärkte müssen weiterentwickelt werden. Regelleistung gleicht unvorhersehbare Abweichungen zwischen kommerziellem Marktergebnis sowie tatsächlicher Erzeugung und Verbrauch aus. Damit sie auch in Zukunft die Versorgung kosteneffizient und umweltverträglich sichert, müssen die Regelleistungsmärkte weiterentwickelt werden. Der Strommarkt steht in diesem Zusammenhang vor drei Herausforderungen: Erstens steigt der Regelleistungsbedarf mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien voraussichtlich an. Dies betrifft insbesondere Situationen mit hoher Einspeisung aus Wind und Sonne und geringer Last. Zweitens soll die aktuell benötigte Mindesterzeugung konventioneller Kraftwerke gesenkt werden (siehe Kapitel 3.2). Zu dieser trägt die Regelleistungsvorhaltung derzeit bei. Drittens werden Regelleistungsmärkte stärker auf europäischer Ebene harmonisiert und gekoppelt.

Technisch können viele Anbieter Regelleistung bereitstellen. Neben den konventionellen Kraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken sind heute bereits teilweise Blockheizkraftwerke, Netzersatzanlagen, Großbatterien und flexible Verbraucher an den Regelleistungsmärkten aktiv. Auch fernsteuerbare Wind- und PV-Anlagen sind technisch grundsätzlich in der Lage, Regelleistung bereitzustellen.

Regelleistungsmärkte sollen Anbieter nicht diskriminieren. Alle Anbieter, die Regelleistung zuverlässig anbieten können, sollen am Wettbewerb teilnehmen können. Alter-

native Anbieter sollten konventionelle Kraftwerke vor allem ersetzen können, wenn diese wegen hoher Einspeisung erneuerbarer Energien nicht mehr zur Lastdeckung am Strommarkt benötigt werden (BDEW, BEE, VKU et al 2013). Die Systemstabilität bleibt dabei oberstes Ziel.

Die Bundesnetzagentur hat viele Hemmnisse bereits abgebaut. Bereits im Jahr 2011 hat die Bundesnetzagentur die Ausschreibungsbedingungen der Regelleistungsmärkte überarbeitet. Sie hat die Ausschreibungszeiträume von Primär- und Sekundärregelleistung verkürzt, die Mindestangebotsgröße bei allen drei Regelleistungsprodukten verkleinert und die Möglichkeiten für Blockgebote bei der Minutenreserveleistung verbessert. Diese Maßnahmen haben den Wettbewerb erhöht. Die Zahl der präqualifizierten Anbieter stieg zwischen 2007 und 2014 bei der Primärregelung von 5 auf 20, bei der Sekundärregelung von 5 auf 27 und im Minutenreservemarkt von 20 auf 38 (50Hertz et al, 2014).

Weitere Anpassungen sollen den Wettbewerb und die Flexibilität auf den Regelleistungsmärkten stärken. So können beispielsweise Speicher, erneuerbare Energien und Verbraucher Regelleistung generell leichter über kürzere Zeiträume und mit kurzer Vorlaufzeit bereitstellen. Primärregelung wird bislang nur wöchentlich und jeweils für einen ganzen Tag ausgeschrieben. Die Sekundärregelung wird aktuell ebenfalls wöchentlich für Peak- und Off-Peak-Zeiten ausgeschrieben. Off-Peak-Zeiten sind dabei am Wochenende sogar bis zu 60 Stunden lang. Die Minutenreserve wird im Gegensatz dazu bereits arbeitstäglich in 4-Stunden-Blöcken ausgeschrieben. Die Übertragungsnetzbetreiber bestimmen den Bedarf für Sekundärregelung und Minutenreserve bislang quartalsweise. Sie legen auch die Präqualifikationsbedingungen fest.

Es existieren konkrete Vorschläge zur Weiterentwicklung der Ausschreibungs- und Präqualifikationsbedingungen. Experten und Marktakteure schlagen häufig vor, die Produktlänge und Vorlaufzeiten zu verkürzen. Insbesondere sollen Sekundärregelung und Minutenreserve kalendertäglich ausgeschrieben werden. Alternativ beziehungsweise zusätzlich könnte ein kurzfristiger Regelmarkt oder ein Sekundärmarkt für die Bereitstellung von Regelleistung eingeführt werden. Die Präqualifikationsbedingungen sollten so angepasst werden, dass insbesondere Windenergieanlagen in Zukunft negative Regelleistung bereitstellen können. Experten und Marktakteure schlagen zudem vor, positive und negative Primärregelung

separat auszuschreiben. Auch könnte in Zukunft die ausgeschriebene Menge für Regelleistung an die jeweilige Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie angepasst werden (adaptive Bedarfsdimensionierung).

Nächste Schritte

- Das BMWi unterstützt die Harmonisierung der Regelleistungsmärkte auf europäischer Ebene im Rahmen der Netzkodizes (siehe auch Kapitel 6).
- Die Bundesnetzagentur überprüft die Ausschreibungsbedingungen der Regelleistungsmärkte, um den Wettbewerb zu stärken und „neue Stromverbraucher“ zu integrieren. Dabei bleibt die Systemstabilität oberstes Ziel.
- Die Bundesnetzagentur überprüft zusammen mit den Übertragungsnetzbetreibern die Möglichkeit einer situationsbasierten Ausschreibung von Regelleistung in Abhängigkeit der Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie. Zudem begleitet sie die Gespräche zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Anlagenbetreibern zur Anpassung der Präqualifikationsbedingungen.

4.2 Bilanzkreisverantwortung stärken

Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem spielt eine zentrale Rolle für die Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch. Die Bilanzkreisverantwortlichen sind verpflichtet, jederzeit einen ausgeglichenen Bilanzkreis zu führen (siehe Kapitel 1.4).

Unzureichende Anreize im Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem gefährden die Systemsicherheit. Schätzungen gehen davon aus, dass nur 30–50 Prozent der Bilanzkreisverantwortlichen ihren Bilanzkreis aktiv am Intradaymarkt bewirtschaften (Energy Brainpool 2014a). In der Folge wird der Systembetrieb unsicherer, weil strukturell zu viel Regelleistung abgerufen wird. Damit besteht die Gefahr, dass die vorgehaltene Regelleistung nicht zum Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch ausreicht. Zudem wird bei unzureichender Bewirtschaftung von Bilanzkreisen relativ teure Regelernergie anstatt des relativ günstigen Stroms der Spotmärkte zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch genutzt.

Die Bundesnetzagentur hat die Anreize zur Bilanzkreistreue bereits verbessert. Die Ausgleichsenergiekosten für die über- oder unterdeckten Bilanzkreise wirken grundsätzlich wie eine Strafzahlung. Die Bundesnetzagentur hat das Ausgleichsenergiesystem zuletzt Ende 2012 bereits erheblich überarbeitet, um die Anreize zur Bilanzkreistreue zu erhöhen. Seitdem ist der Ausgleichsenergiepreis (reBAP) an den Börsenpreis am Intradaymarkt gekoppelt. Dies soll verhindern, dass es für einen Bilanzkreisverantwortlichen günstiger ist, Ausgleichsenergie zu zahlen, als die entsprechenden Strommengen am Intradaymarkt zu verkaufen oder zu kaufen. Wenn mehr als 80 Prozent der in Deutschland kontrahierten Regelleistung eingesetzt wird, müssen Bilanzkreisverantwortliche zudem bei regelzonenbelastenden Bilanzkreisabweichungen ihrer Fahrpläne eine Strafe zahlen. Diese Pönale beträgt mindestens das 1,5-Fache des Intraday-Preises. Da der maximale Intraday-Preis bei 10.000 Euro/MWh liegt, kann der Ausgleichsenergiepreis somit schon heute mehr als 15.000 Euro/MWh betragen.

Wissenschaftler empfehlen, die Anreize für Bilanzkreistreue zu prüfen und zu stärken (vgl. Frontier et al (2014a), r2b (2014a), Connect (2014)). Ein zentraler Aspekt ist die Höhe der Pönale für Situationen, in denen bereits ein Großteil der Regelleistung zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch eingesetzt wurde. Auch könnten die Regelarbeitspreise in Zukunft über ein Einheitspreisverfahren ermittelt werden. Bisher bekommen die Regelleistungsanbieter bei Abruf ihrer Leistung eine Zahlung, die von ihrem jeweiligen Angebot abhängt (Pay-As-Bid-Verfahren). Da die Ausgleichsenergiepreise auf Basis der Regelarbeitspreise berechnet werden, könnten damit auch die Anreize zur Bilanzkreistreue gestärkt werden. Zur Diskussion steht weiterhin die Modernisierung der Standardlastprofile. Über diese Profile wird die Nachfrage der Kunden geschätzt, deren Verbrauch nicht stündlich gemessen wird.

Nächste Schritte

Die Bundesnetzagentur wird verstärkt die Einhaltung einer aktiven und ausgeglichenen Bewirtschaftung aller Bilanzkreise durchsetzen. Sie wird die Wirkung des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems überwachen und es bei Bedarf anpassen. Sie wird es insbesondere auf seine Anreizwirkung hin untersuchen.

4.3 Netzentgelte und staatlich veranlasste Preisbestandteile optimieren

Der Großhandelspreis ist nur ein Teil der Stromkosten für Endverbraucher. Für den Stromverbrauch müssen Endverbraucher verschiedene weitere Kosten als fixe Preisbestandteile tragen. Dazu gehören unter anderem die EEG-Umlage, die Konzessionsabgabe sowie die Mehrwert- und Stromsteuer. Zu den größeren Bestandteilen für die Endverbraucher gehören außerdem die Netzentgelte, die für den Transport von Strom erhoben werden. Die Struktur und Höhe dieser strombezogenen Preisbestandteile ist unterschiedlich begründet. Derzeit werden die Netzentgelte vollständig von den Stromkunden gezahlt. Stromerzeuger werden nicht an den Netzentgelten beteiligt.

Bei diesen Preisbestandteilen soll diskutiert werden, in wie weit eine flexible Reaktion von Erzeugern und Verbrauchern ermöglicht werden kann. Hierfür soll ihre Struktur auf Fehlanreize geprüft und bei Bedarf optimiert werden, wobei die bestehenden Begünstigungen erhalten bleiben. Es soll geprüft werden, in wie weit die derzeitige Struktur der Netzentgelte und ggf. weiterer staatlich veranlasster Preisbestandteile die Signale des Großhandelsmarktes für Erzeuger und Verbraucher schwächt. Einerseits ist ein Großteil der Zahlungen für die Marktteilnehmer nicht beeinflussbar. Dies schwächt generell das Marktpreissignal, das bei Erzeugern und Verbrauchern ankommt. Andererseits kann die Struktur einiger Preisbestandteile auch direkte Fehlanreize hinsichtlich der Flexibilisierung von Erzeugern und Verbrauchern setzen. Vor diesem Hintergrund sind im Stromsektor etwa die Nutzung von Lastmanagement, Speicher und insbesondere der flexible Betrieb von regelbaren Eigenerzeugungsanlagen zu beleuchten. Zudem gilt es, die Auswirkungen auf die flexible Nutzung von Strom im Verkehrs- und Wärmesektor zu betrachten. Änderungen könnten zusätzliche Flexibilität ermöglichen:

Beispiel 1: Einige Industrieunternehmen könnten durch Lastmanagement ihre Stromkosten senken. Großverbraucher betreiben heute schon in unterschiedlichem Umfang Lastmanagement. Derzeit richten sie ihre Aufmerksamkeit jedoch überwiegend auf die Minimierung der Netzentgelte oder die Teilnahme an Regelleistungsmärkten (r2b 2014). Die Struktur der Netzentgelte verhindert heute teilweise, dass sich Lastmanagement für Industrieunternehmen lohnt. Aspekte, die im Bereich der Netzentgelte der Flexibilität entgegenstehen, umfassen:

- **Die Leistungskomponente bezogen auf die individuelle Jahreshöchstlast kann der Lasterhöhung bei niedriger Residuallast entgegenstehen:** Für leistungsgemessene Kunden sind die Netzentgelte in eine Arbeits- und eine Leistungskomponente aufgeteilt (§ 17 Stromnetzentgeltverordnung, StromNEV). Die Netzentgelte von Großverbrauchern mit mehr als 2.500 Benutzungsstunden pro Jahr enthalten eine hohe Leistungskomponente. Das Jahresleistungsentgelt bestimmt sich über die individuelle Jahreshöchstlast (= individuelle Nachfragespitze), selbst wenn diese nur einmal im Jahr und nicht im Zeitpunkt der Spitze der systemweiten Residuallast auftritt. Dies kann eine gesamtwirtschaftlich sinnvolle Lasterhöhung in bestimmten Situationen verhindern: Der betroffene Verbraucher handelt gewinnmaximierend. Wenn ein zusätzlicher Verbrauch die individuelle Jahreslastspitze anhebt, steigt das Jahresleistungsentgelt. Diese Netzentgelterhöhung kann dann mögliche Kostenvorteile durch eine flexible Stromnachfrage kompensieren.
- **Die derzeitige Ausgestaltung der Sondernetzentgelte kann Großverbraucher von Lastmanagement abhalten:** Nach § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV erhalten Großverbraucher mit mind. 7000 Benutzungsstunden (Quotient aus Jahresstromverbrauch und Lastspitze) pro Jahr und einem Stromverbrauch von mind. 10 Gigawattstunden im Jahr ein verringertes individuelles Netzentgelt. Dies führt zu zwei Effekten:
 - Erhöht ein Großverbraucher seine Last, können durch die höhere Lastspitze die Netzentgelte steigen, da die Benutzungsstunden nicht erreicht werden.
 - Reduziert ein Großverbraucher seine Last, verliert er gegebenenfalls seine Netzentgeltreduzierung durch Unterschreiten der notwendigen Benutzungsstundenzahl.
- **Hoch- und Niedertarife bei reduzierten Netzentgelten setzen gegenläufige Anreize zu den Spotmarktpreisen:** Bei atypischer Netznutzung sind Netzbetreiber verpflichtet, ihren Kunden reduzierte Netzentgelte anzubieten. Dies betrifft Unternehmen, deren individuelle Höchstlast zu anderen Zeiten als die Gesamthöchstlast auftritt. Die Regelung wird allgemein über Hoch- und Niedertarife (HT-NT) umgesetzt. Damit sollten Netzbedürfnisse in einer von Grundlastkraftwerken geprägten Stromversorgung abgebildet werden. Der Wandel der Stromversorgung führt jedoch dazu, dass die Zeitfenster für HT-NT-Tarife nicht mehr unbedingt mit den tatsächlichen Netzerfordernissen und den jeweiligen Spotmarktpreisen zusammenpassen.

Beispiel 2: Eigenerzeugungsanlagen könnten direkt auf Preissignale reagieren. Eigenerzeugung deckt derzeit etwa zehn Prozent des Stromverbrauchs, mit steigender Tendenz (Energy Brainpool 2014b). Davon entfallen 94 Prozent des Stromverbrauchs auf Kraftwerke von Industriekunden und sechs Prozent auf Photovoltaik-Anlagen in Haushalten und Gewerbe (Energy Brainpool 2014b). Gegenwärtig richten Betreiber von Eigenerzeugungsanlagen ihre Erzeugung vielfach nach dem eigenem Verbrauch aus. Der Bedarf nach Stromerzeugungskapazitäten im Gesamtsystem ist hingegen von nachgeordneter Bedeutung. Auch der Marktpreis für Strom ist oftmals kein maßgeblicher Faktor, insbesondere wenn es sich um eine KWK-Anlagen handelt, die wärmegeführt betrieben ist und Strom nur ein Nebenprodukt herstellt. Durch die Art der Begünstigung kann ein Anreiz bestehen, die Stromerzeugung weitgehend unabhängig vom Bedarf im System zu optimieren. Die Betreiber der Anlagen richten die Erzeugung dann auf den eigenen Verbrauch aus, statt sich am Marktpreis zu orientieren. Selbst bei leicht negativen Börsenstrompreisen kann es für einen industriellen Eigenerzeuger günstiger sein, Strom selbst zu erzeugen, als seine Anlage herunterzufahren und Strom am Markt zu kaufen, da er für den eingekauften Strom Netzentgelte und staatlich verursachte Preisbestandteile entrichten müsste. Die Frage ist, wie die Eigenerzeugung und der Strommarkt insgesamt besser aufeinander abgestimmt werden können.

Beispiel 3: Perspektivisch könnten die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr stärker gekoppelt werden. Im zukünftigen Energiesystem wird der Energieverbrauch im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor viel stärker als heute technisch und ökonomisch gekoppelt sein. Zusätzlicher Stromverbrauch im Wärme- und Transportsektor erleichtert die Integration von Wind- und Solarstrom bei hoher Stromproduktion. Er erhöht den bisher geringen Anteil erneuerbarer Energien im Wärme- und Verkehrssektor und kann gleichzeitig den Strompreis bei geringer Residuallast stabilisieren. Neue zuschaltbare Verbraucher sollten den Strom möglichst effizient nutzen und die residuale Höchstlast am Strommarkt nicht erhöhen. Als zuschaltbare Verbraucher eignen sich daher beispielsweise Wärmepumpen und bivalente Elektroheizer, die mit einem zweiten Heizsystem wie beispielsweise einem Erdgaskessel kombiniert sind. Diese können ihren Betrieb flexibel an die Preissignale des Strommarktes anpassen. Im Vergleich zu den genannten Technologien reagieren monovalente Nachtspeicherheizungen derzeit häufig noch inflexibel. Tatsächlich können sie im Winter tagsüber Strom zur Zeit der Höchstlast verbrauchen und damit den Kraftwerksbedarf

und die fossile Stromerzeugung erhöhen (IZES 2013). Eine Kopplung der Sektoren wird bisher doppelt gehemmt: Zum einen ist Strom durchschnittlich höher belastet als Heizöl oder Erdgas, zum anderen schwächen die genannten Preisbestandteile die Marktpreissignale ab.

Mögliche Ansätze zur Optimierung der Struktur der Netzentgelte und staatlich verursachten Preisbestandteile – unter Beibehaltung bestehender Begünstigungen – umfassen:

1. **Sonderregelungen optimieren:** Sonderregelungen bei Netzentgelten und staatlich veranlassten Preisbestandteilen werden beibehalten. Das BMWi prüft, inwiefern und inwieweit diese Sonderregelungen optimiert werden können, damit die Begünstigten flexibel auf das Preissignal reagieren können, ohne dabei die bestehenden Begünstigungen zu verlieren.
2. **Leistungspreise stärken (kW statt kWh belasten):** Netzentgelte und staatlich verursachte Preisbestandteile könnten wo sinnvoll und möglich stärker auf Basis von Leistung (kW) anstelle von Arbeit (kWh) erhoben werden. Die Leistung kann am Netzanschluss oder an der individuellen Jahreshöchstlast gemessen werden. Wenn sich die Preise an der Größe des Netzanschlusses orientieren, müssten Verbraucher keine höheren Entgelte fürchten, wenn sie kurzzeitig ihre Nachfrage erhöhen.
3. **Dynamisierung (Aufschläge prozentual statt fix ausgestalten):** Bisher sind die Aufschläge auf Arbeit (kWh) als fixe Tarife festgelegt. Prozentuale Aufschläge auf Arbeit könnten, dort wo es rechtlich zulässig ist, Marktsignale verstärken. Beispielsweise könnte eine Dynamisierung der EEG-Umlage ein Ansatz sein, um Lastmanagementpotenziale zu heben, Eigenverbrauch systemdienlicher auszugestalten und die Sektorkopplung zu erleichtern (Ecofys / RAP 2014). Vor- und Nachteile solcher Ansätze sind zu prüfen.

Nächste Schritte

- Das BMWi wird die Struktur der Netzentgelte überprüfen und unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf die Verbraucherinnen und Verbraucher weiterentwickeln, um ein flexibles Verhalten von Verbrauchern attraktiver zu machen. Unter anderem sollen folgende Schritte geprüft werden:
 - Öffnung der Sondernetzentgelte für mehr Lastflexibilität
 - Prüfung des Arbeits- und Leistungspreissystems nach § 17 StromNEV
 - Überprüfung und gegebenenfalls Anpassung bestehende HT-NT-Zeitfenster

Ein sicherer und verlässlicher Netzbetrieb bleibt bei diesen Prüfungen handlungsleitend und bildet den äußeren Rahmen für jede Optimierung.

- Das BMWi diskutiert ein langfristiges Zielmodell für die Struktur der Netzentgelte und einige staatlich verursachten Preisbestandteile, um eine effiziente Flexibilisierung von Erzeugern und Nachfragern über die Sektoren Strom, Wärme, Verkehr verstärkt zu ermöglichen. Dieses Zielmodell soll Orientierung bei einzelnen Reformschritten bieten und die langfristige Konsistenz gewährleisten. Das BMWi überprüft das System der Netzentgelte daraufhin, ob es den Anforderungen der Energiewende gerecht wird und eine faire Lastverteilung bei der Finanzierung der Netzinfrastruktur gewährleistet.

Kapitel 5:

Stromnetze ausbauen und optimieren

Neben der Stärkung der Marktpreissignale für Erzeuger und Verbraucher sind vor allem Netzausbau (5.1) und Netzbetrieb (5.2 und 5.3) zentral für den sicheren, kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz flexibler Erzeuger und Verbraucher.

5.1 Stromnetze ausbauen

Der Netzausbau ist für einen kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz der Erzeuger und Verbraucher erforderlich. Gut ausgebaute Netze ermöglichen einen kosteneffizienten Strombezug in Deutschland und im Binnenmarkt. Überregionaler Stromaustausch gleicht die Schwankungen von Wind, Sonne und Nachfrage aus. Deutschland- und europaweite Ausgleichseffekte reduzieren die zeitgleich auftretende maximale Residuallast und erhöhen die minimale Residuallast im Vergleich zu der Summe der Maximal- und Minimalwerte in den einzelnen Regionen. Der überregionale Stromtransport hat kosten-senkende Effekte:

1. Die Anlagen mit den geringsten Einsatzkosten werden überregional genutzt. Dadurch sinken die variablen Kosten des Gesamtsystems.
2. Der Gesamtbedarf für Erzeugungskapazität, Lastmanagement und Speicher sinkt. Dies beschränkt auch die Investitions- und Instandhaltungskosten des Gesamtsystems.

Im Vergleich zu den Einsparmöglichkeiten sind die Kosten für Netzausbau deutlich geringer.

Zunehmend dezentrale Stromerzeugung und gut ausgebaute Netze ergänzen sich. Strom aus Wind und Sonne wird hauptsächlich dezentral und teilweise lastfern erzeugt. Um ausreichend Standorte erschließen und die Ausgleichseffekte nutzen zu können, ist eine gute nationale und europäische Vernetzung erforderlich. Weitgehend autarke dezentrale Systeme sind sehr viel teurer und nicht in der Lage, Verbrauchszentren wie Ballungsräume oder die energieintensive Industrie zu versorgen. Gleichzeitig ist auch beim Netzausbau auf Kosteneffizienz zu achten.

Die Netze müssen auf Übertragungs- und Verteilernetzebene ausgebaut werden. Den Ausbau der Übertragungsnetze plant der Gesetzgeber vorausschauend mit Hilfe von Szenariorahmen, Netzentwicklungsplan und Bundesbedarfsplanung. Diese ergänzen die im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) aus dem Jahr 2009 als vordringlich definierten Vorhaben. Ebenso wichtig wie der Ausbau der Übertragungsnetze ist der Ausbau der Verteilernetze. Auch auf den unteren Netzebenen sind die Rahmenbedingungen an die zukünftigen Herausforderungen anzupassen. An die Verteilernetze sind neben den meisten Verbrauchern auch 98 Prozent der Erzeugungsanlagen für Strom aus erneuerbaren Energien sowie viele kleinere konventionelle Anlagen angeschlossen.

Es ist wirtschaftlich sinnvoll, die Netze nicht für die „letzte erzeugte Kilowattstunde“ auszubauen. Werden geringfügige Netzengpässe zugelassen, d. h. Netzbelastungsspitzen durch Erzeugungsmanagement gekappt, kann dies zusätzlich zu der Ergreifung unterschiedlicher Netzoptimierungsmaßnahmen (siehe unten) den erforderlichen Netzausbau reduzieren. Es soll deshalb zulässig sein, bei der Netzplanung auf Verteiler- und Übertragungsnetzebene eine Spitzenkappung von maximal drei Prozent der von Windkraft- und Photovoltaikanlagen erzeugbaren Jahresenergie zu berücksichtigen. Dabei soll an einer vollständigen Kompensation aller Anlagenbetreiber festgehalten werden. Bei der Netzausbauplanung des Übertragungsnetzes soll mindestens die in den Verteilnetzplanungen unterstellte Begrenzung von Einspeisespitzen zu Grunde gelegt werden. Für die netzbetriebliche Umsetzung müssen das Erzeugungsmanagement weiterentwickelt und die Konzepte für Verteiler- und Übertragungsnetze aufeinander abgestimmt werden.

Auf der Verteilnetzebene kann sich der Einsatz innovativer Betriebsmittel lohnen. Spannungsprobleme sind der Hauptgrund für Netzausbaubedarf in der Niederspannungsebene. Neue Netztechnologien wie regelbare Ortsnetztransformatoren können den Umfang zusätzlich nötiger Leitungen in vielen Fällen reduzieren oder diese konventionellen Ausbaumaßnahmen vermeiden. Die „Regelbarkeit“ von Ortsnetzstationen ist mit zusätzlichen Investitionen verbunden. Diese sind jedoch häufig wirtschaftlicher als Investitionen in den rein konventionellen Netzausbau (BMWi 2014).

Nächste Schritte

- Die als erforderlich identifizierten und vom Gesetzgeber bestätigten Netzausbauvorhaben einschließlich Ausbau der Grenzkupplstellen mit vorrangigem Bedarf (Energieleitungsausbaugesetz, Bundesbedarfsplangesetz) werden realisiert.
- Übertragungsnetzbetreiber und Bundesnetzagentur überprüfen regelmäßig den Netzausbaubedarf auf Übertragungsnetzebene (NEP 2014, NEP 2015 usw.).
- Grenzkupplstellen und Leitungen mit überregionaler Bedeutung werden auf Grundlage des Ten-Year-Network-Development-Plans (TYNDP) 2014 der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) und im Rahmen einer Realisierung von Vorhaben von gemeinsamem Interesse weiter ausgebaut.
- Das BMWi entwickelt die Rahmenbedingungen zur Modernisierung der Verteilernetze im Jahr 2015 weiter. Insbesondere prüft das Ministerium eine Verbesserung der Investitionsbedingungen auf Grundlage des Evaluierungsberichts der Bundesnetzagentur zur Anreizregulierung und der Ergebnisse der Netzplattform-Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (u. a. Novelle ARegV und VO-Paket „Intelligente Netze“).
- Das BMWi konkretisiert das Konzept zur Berücksichtigung der Spitzenkappung von maximal drei Prozent der von Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen erzeugbaren Jahresenergie („letzte kWh“) bei Netzbetrieb und Netzplanung auf Verteiler- und Übertragungsnetzebene.
- Die Bundesnetzagentur prüft, ob die Rahmenbedingungen der Regulierung angepasst werden müssen, damit effiziente Investitionen in regelbare Ortsnetzstationen für Netzbetreiber wirtschaftlich attraktiver werden.

5.2 Netze sicher betreiben

Redispatch ermöglicht einen sicheren Netzbetrieb bei Netzengpässen

Gegenwärtig bestehen in Deutschland Netzengpässe. Ein großer Teil der Lastzentren befindet sich im Süden und Westen Deutschlands. Zudem exportiert Deutschland häufig marktgetrieben in die südlichen Nachbarländer. Als Folge des Kernenergieausstiegs werden in Süddeutschland Kernkraftwerke stillgelegt, während neue Windkraftanlagen überwiegend im Norden und Osten Deutschlands entstehen. Zudem werden voraussichtlich weitere fossile Kraftwerke in Süddeutschland stillgelegt. Dies erhöht in zahlreichen Stunden den Transportbedarf von Norden nach Süden. Weil der im EnLAG 2009 (Startnetz) als energiewirtschaftlich notwendig und vordringlich identifizierte Netzausbau sich um einige Jahre verzögert, werden die Netzengpässe in den nächsten Jahren noch zunehmen.

Der Stromhandel unterstellt ein Netz ohne Engpässe. Der Stromhandel geht innerhalb einer Preis- bzw. Gebotszone (z. B. Deutschland/Österreich) von einem engpassfreien Netz aus. Durch diese Annahme sollen möglichst viele Erzeuger und Verbraucher am selben Markt und mit einem einheitlichen Preis handeln können. Ziel ist eine hohe Liquidität und Transparenz des Handels. Gleichzeitig sollen große Anbieter weniger Macht über das Marktergebnis haben. Bei gekoppelten Märkten werden die Netzengpässe zwischen den Gebotszonen (z. B. zwischen Deutschland/Österreich und Frankreich) berücksichtigt (siehe Kapitel 1.1). Die Preisfindung über die Gebotszonen hinweg führt dazu, dass die verfügbaren Grenzkupplkapazitäten effizient genutzt werden.

Redispatch ermöglicht einen sicheren Netzbetrieb auch bei Netzengpässen, verursacht jedoch zusätzliche Kosten.

Bestehen Netzengpässe innerhalb eines Marktgebietes, wird Redispatch angewendet (siehe Kapitel 2). Dabei werden konventionelle und erneuerbare Erzeugungsanlagen vor dem Netzengpass abgeregelt und Anlagen hinter dem Netzengpass hochgefahren. 2012 waren 2,6 TWh konventionelle Erzeugung und 0,4 TWh erneuerbare Erzeugung von diesen Maßnahmen betroffen (Monitoringbericht BNetzA 2013). Da das Redispatch zu einem weniger effizienten Einsatz der Erzeugungsanlagen führt, kann es den Netzausbau nicht ersetzen.

Entschädigungen für Erzeugungsmanagement vermeiden negative Auswirkungen der Netzengpässe auf den Strommarkt. Die Betreiber der abgeregelten konventionellen und erneuerbaren Anlagen werden ebenso wie die der hochgefahrenen konventionellen Anlagen von den Netzbetreibern finanziell kompensiert. Die Kosten werden über die Netzentgelte an die Stromkunden weitergereicht. Dies ist beim Ansatz einer einheitlichen Preiszone wichtig, damit der Stromhandel nicht verzerrt wird. Anlagen an netztechnisch günstigen Standorten werden häufiger gedrosselt, andere selten oder nie. Ohne Kompensation würden Investoren das Risiko für Abschaltungen tragen. Dies würde die Kosten für konventionelle und erneuerbare Erzeugung erhöhen. Aus Sicht der Systemsicherheit ist es erforderlich, dass die Netzbetreiber weiterhin frei entscheiden können, welche Anlagen sie in welcher Reihenfolge abregeln oder hochfahren. Eine solche Ungleichbehandlung ist akzeptabel, wenn die wirtschaftlichen Folgen für alle Anlagen angemessen kompensiert werden.

Reservekraftwerke gewährleisten ausreichend Redispatch-Kapazitäten

Die Netzreserve stellt in der Übergangsphase bis zum erfolgreichen Netzausbau ein ausreichendes Potential für den Redispatch sicher. In der Netzreserve werden Kraftwerke außerhalb des Strommarkts gebunden. Für den Redispatch bedarf es ausreichender Erzeugungskapazitäten, die im Bedarfsfall „hinter dem Engpass“ hochgefahren werden können. Wenn hierfür regional nicht mehr ausreichend im Markt aktive Kraftwerke zur Verfügung stehen, müssen die benötigten Kapazitäten in Form von Reservekraftwerken gesichert werden. Diese stehen für Redispatch zur Verfügung und gewährleisten die Systemsicherheit. Dabei ist weiterhin die technische Verfügbarkeit der Reservekraftwerke selbst sowie der zur Stromerzeugung notwendigen Brennstoffe – insbesondere Gas – mit zu denken.

Erst der Netzausbau macht die Netzreserve überflüssig. In den kommenden acht Jahren soll der gesetzlich festgelegte Netzausbau erfolgen. Dieser wird die Netzreserve überflüssig machen. Die Fertigstellung zentraler EnLAG-Projekte wird die Situation vorübergehend entspannen. Im genannten Zeitraum erfolgt aber auch die Stilllegung von weiteren Kernkraftwerken in Süddeutschland und der Ausbau von Windkraftanlagen nördlich der Netzengpässe wird voran-

schreiten. Zudem werden voraussichtlich weitere fossile Kraftwerke in Süddeutschland stillgelegt. Die jährlich durchzuführenden Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber zeigen daher erwartungsgemäß für die kommenden Winter einen steigenden Redispatch-Bedarf, der nur mit Reservekraftwerken der Netzreserve gedeckt werden kann.

Weitere Redispatchpotentiale können den Bedarf an Netzreserve minimieren. Um Redispatchpotentiale außerhalb der Netzreserve zu erschließen, könnten beispielsweise bestehende Netzersatzanlagen mit Steuerungstechnik ausgestattet werden. Dies hätte zugleich den Vorteil, dass die Anlagen zukünftig auch für die Regelleistung oder die Deckung der Spitzenlast zur Verfügung stünden. Schon heute erfüllen einige Netzersatzanlagen wie zum Beispiel Notstromaggregate die technischen Anforderungen der Regelleistungsmärkte und stellen zuverlässig Regelleistung bereit. Netzbetreiber und Bundesnetzagentur erfassen derzeit das verfügbare Potential.

Für den Zeitraum bis ca. 2022 sollte die Reservekraftwerksverordnung verlängert und gleichzeitig reformiert werden. Bis Netze in ausreichendem Maße ausgebaut sind, ist die Netzreserve als Übergangsinstrument erforderlich. Sie kann Teil einer regional differenzierten Kapazitätsreserve werden (siehe Kapitel 9). Mit Blick auf den endgültigen Ausstieg aus der Kernenergie im Jahr 2022 sind weiter in die Zukunft gerichtete Netzberechnungen der Übertragungsnetzbetreiber notwendig, um bei einem möglichen Bedarf rechtzeitig erforderliche Maßnahmen einleiten zu können.

Nächste Schritte

- Das BMWi novelliert die Reservekraftwerksverordnung oder löst sie durch eine regional differenzierte Kapazitätsreserve ab (siehe Kapitel 9).
- Das BMWi prüft, ob Netzersatzanlagen für den Redispatch aktivierbar sind, um den Netzreservebedarf zu verringern.

5.3 Systemdienstleistungen mit weniger Mindesterzeugung bereitstellen

Systemdienstleistungen müssen stets sicher zur Verfügung stehen. Um eine hohe Zuverlässigkeit und Sicherheit bei der Stromübertragung und -verteilung zu gewährleisten, ist die permanente und ausreichende Bereitstellung von Systemdienstleistungen notwendig: Frequenzhaltung wird u. a. durch Regelleistung, Momentanreserve und abschaltbare Lasten gesichert. Für die Spannungshaltung wird Blindleistung benötigt. Um die Versorgung jederzeit wieder aufbauen zu können, sind schwarzstartfähige Erzeuger nötig, d.h. Erzeuger, die zum Beispiel nach einem Stromausfall ohne Unterstützung des Stromnetzes angefahren werden können. Zudem müssen die Netzbetreiber den Netzwiederaufbau koordinieren können. Die Netzbetriebsführung umschreibt unter anderem die Koordination und Durchführung von Erzeugungsmanagement und Systemdienstleistungen.

Bei den Systemdienstleistungen besteht Handlungsbedarf. Bedarf und Bereitstellungsmöglichkeiten verändern sich. Grund dafür sind zukünftig kürzere marktbasierete Einsatzzeiten konventioneller Kraftwerke, zunehmende Netzauslastung und steigende Transportentfernungen. Alternative Lösungen gewinnen an Bedeutung. Die erforderlichen Umstellungen und Prozesse sind rechtzeitig anzustoßen, um die Mindesterzeugung effizient zu senken und die Systemstabilität zu wahren.

Systemdienstleistungen werden zunehmend durch alternative Techniken und erneuerbare Energien bereitgestellt. Aktuell werden Systemdienstleistungen vor allem durch konventionelle Kraftwerke erbracht. Mittelfristig wird es insbesondere für die Situationen mit geringer Residuallast wichtiger, dass Systemdienstleistungen nicht von der Erzeugung in konventionellen Kraftwerken abhängen. Dies senkt die Mindesterzeugung und minimiert sowohl Kosten durch Abregelung erneuerbarer Energien als auch Emissionen durch Nutzung fossiler Brennstoffe (siehe Kapitel 1).

Technische Alternativen sind verfügbar oder befinden sich in der Erprobung. Der Übergang muss stufenweise sowie technisch, regulatorisch und wirtschaftlich sinnvoll gestaltet werden. Systemdienstleistungen sind höchst relevant für die Systemsicherheit. Ihr Einsatz ist technisch komplex. Neue Systemdienstleistungstechniken müssen schrittweise und behutsam in die Netzbetriebsführung und in die technischen Regelwerke eingeführt werden. Heraus-

forderungen bestehen dabei auf allen Feldern der Systemdienstleistungen. Die Herausforderungen der Regelleistungsmärkte werden in Kapitel 4.1 beschrieben. Alle anderen Systemdienstleistungen werden bisher nicht auf Basis von Märkten bereitgestellt, sondern auf Basis regulatorischer Vorgaben und bilateraler Verträge der Netzbetreiber mit den Anlagenbetreibern. Dabei werden in den kommenden Jahren folgende Herausforderungen gesehen:

- **Frequenzstabilität:** Für die Bereitstellung von Regelleistung bestehen technisch ausreichend Flexibilitätsoptionen (siehe dazu Kapitel 3.1 und 4.2). Zugleich müssen die Herausforderungen aus älteren Netzanschlussbedingungen gelöst werden. Derzeit trennen sich dezentrale Erzeugungsanlagen bei einer kritischen Netzfrequenz automatisch vom Netz („50,2 Hz“ und „49,5 Hz“). Da in einem solchen Fall eine Vielzahl von Anlagen gleichzeitig betroffen ist, kann es zu einem abrupten Leistungsausfall kommen, der die Systemstabilität erheblich gefährden kann. Aus diesem Grund müssen die betroffenen Bestandsanlagen nachgerüstet werden. In einem ersten Schritt wurde mit der am 26. Juni 2012 in Kraft getretenen Systemstabilitätsverordnung die Nachrüstung von Photovoltaikanlagen geregelt. In einem zweiten Schritt muss nun die Nachrüstung betroffener Windenergie, fester Biomasse-, Kraft-Wärme-Kopplungs-, EEG-Gas-, flüssiger Biobrennstoff- und kleiner Wasserkraftanlagen erfolgen. Es ist zu klären, inwieweit die bisher aus den rotierenden Massen der Generatoren erbrachte Momentanreserve durch Energiespeicher oder Photovoltaik-Anlagen mit Umrichtern ersetzt werden kann. Die entsprechenden Potenziale sowie der für die Systemstabilität erforderliche Umfang sollen in den nächsten Jahren ermittelt werden. Alternativ können auch Phasenschiebergeneratoren eingesetzt werden.
- **Spannungshaltung:** Auf Übertragungsnetzebene können Umrichterstationen der geplanten HGÜ-Trassen Blindleistung einspeisen. Alternativ können Kompensationsanlagen (z. B. sog. FACTS) oder Phasenschiebergeneratoren eingesetzt werden. Aktives Blindleistungsmanagement in Verteilernetzen kann den Austausch zwischen Übertragungs- und Verteilernetz optimieren. Die europäischen Netzkodizes fordern ohnehin Blindleistungsaustausch zwischen den Netzebenen. Alternative Blindleistungsquellen aus dezentralen Erzeugungsanlagen, insbesondere durch größere Wind- und Solarparks, müssen verstärkt genutzt und weiterentwickelt werden. Für die technisch und wirtschaftlich sinnvolle Bereitstellung von Blindleistung müssen neue

Konzepte erarbeitet und umgesetzt werden. Das BMWi unterstützt die Übertragungsnetzbetreiber bei der Entwicklung und Umsetzung neuer Konzepte.

- **Versorgungswiederaufbau:** Auch die bestehenden Konzepte für Systemwiederherstellung bei Versorgungsunterbrechungen müssen kontinuierlich angepasst werden. Dezentrale Erzeugungsanlagen müssen während des Wiederaufbaus ansteuerbar sein.
- **Betriebsführung:** Konzepte zur Netzbetriebsführung müssen kontinuierlich an die ständig steigenden Steuerungs- und Koordinationsanforderungen angepasst werden.

Nächste Schritte

- Im Rahmen der Plattform Energienetze und der Plattform Strommarkt begleitet das BMWi die kontinuierliche Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen.
- Das BMWi begleitet den von der Deutschen Energie-Agentur (dena) unter Stakeholderbeteiligung geführten Prozess zur „Roadmap Systemdienstleistungen 2030“.
- Auf Basis der Ergebnisse der oben genannten Prozesse passt das BMWi gemeinsam mit der Bundesnetzagentur kontinuierlich den regulatorischen Rahmen an.
- Das BMWi und die Bundesnetzagentur begleiten das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) bei der Umsetzung der europäischen Netzkodizes.
- Das BMWi legt eine geänderte Systemstabilitätsverordnung vor, um die Systemgefährdung durch die Frequenzschutzeinstellungen dezentraler Erzeugungsanlagen zu beseitigen („49,5-Hertz-Problem“).

Kapitel 6:

Einheitliche Preiszone erhalten

Heute ermöglicht ein einheitliches Marktgebiet – auch „einheitliche Preiszone“ oder „einheitliche Gebotszone“ genannt – gleiche Großhandelspreise für Strom in ganz Deutschland (6.1). Voraussetzung dafür, dass die einheitliche Preiszone erhalten bleibt, ist der Netzausbau (6.2).

6.1 Heute sind einheitliche Großhandelspreise für Strom in ganz Deutschland möglich

Heute ist Deutschland gemeinsam mit Österreich für den Stromhandel ein einheitliches Marktgebiet. Dieses einheitliche Marktgebiet – auch „einheitliche Preiszone“ oder „einheitliche Gebotszone“ genannt –, ist die Grundlage dafür, dass sich deutschlandweit und in Österreich die gleichen Großhandelspreise für Strom bilden. Marktteilnehmer können Strom in ganz Deutschland zu einheitlichen Großhandelspreisen kaufen und verkaufen. Die Netze sollen dann die entsprechenden Strommengen von den Erzeugern zu den Verbrauchern transportieren.

Einheitliche Großhandelspreise in ganz Deutschland sind nur deswegen möglich, weil regionale Netzengpässe als Übergangsproblem angesehen werden. Derzeit reichen die Netzkapazitäten in der Mitte Deutschlands zeitweise nicht aus, um den am Strommarkt gehandelten Strom aus den Erzeugungszentren im Norden und Osten zu den Lastzentren in den Süden Deutschlands oder nach Südeuropa zu transportieren. Es bestehen in diesen Situationen Netzengpässe (siehe Kapitel 1.6 und 5.2). Das heißt, das Netz ist ohne Ausbaumaßnahmen nicht in der Lage, den Strom in allen Stunden von den Erzeugungsanlagen dorthin zu bringen, wohin er verkauft wurde. Die einheitliche Preiszone unterstellt ein engpassfreies Netz. Die Stromhandelsgeschäfte werden abgewickelt, ohne die Netzengpässe abzubauen.

Netzengpässe lassen sich in begrenztem Umfang durch gezielte Eingriffe der Netzbetreiber (Redispatch) beheben, verursachen jedoch Kosten. Damit den Stromhandelsgeschäften eine physikalische Stromlieferung folgen kann, müssen die Netzengpässe durch Ersatzmaßnahmen behoben werden. Man spricht hier von Redispatch-Maßnahmen (siehe Kapitel 1.6). Netzbetreiber weisen Stromerzeuger vor dem erwarteten Netzengpass an, die Erzeugung in ihren Anlagen zu drosseln. Hinter dem Netzengpass werden Kraftwerke hochgefahren, um die gedrosselte Stromproduktion in gleicher Leistung zu ersetzen. Dieses Verfahren gewährleistet derzeit einen sicheren Netzbetrieb, stößt aber bei sich verschärfenden Netzengpässen an Grenzen.

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

Bei umfangreichen Netzengpässen ist eine einheitliche Preiszone nicht möglich. Ab einer bestimmten Intensität, d. h. Umfang und Häufigkeit, lassen sich Netzengpässe durch Redispatch-Maßnahmen nicht mehr versorgungssicher und effizient auflösen. Denn jeder Eingriff in den Netzbetrieb steigert das Risiko von Fehlern, insbesondere bei einer hohen Zahl von gleichzeitigen Redispatch-Maßnahmen. Eingriffe führen zudem zu Ineffizienzen und höheren Stromerzeugungskosten. Die zusätzlichen Kosten für die Redispatch-Maßnahmen werden über die Netzentgelte auf die Stromverbraucher umgelegt. Schließlich müssen stets ausreichend Kraftwerkskapazitäten hinter dem Engpass, d. h. im Süden Deutschlands, für das Redispatch zur Verfügung stehen.

Der Netzausbau ist die Voraussetzung dafür, dass die einheitliche Preiszone, das heißt das einheitliche Marktgebiet, erhalten bleibt. Nur ein gut ausgebautes Netz kann den Strom, wie er innerhalb der einheitlichen Preiszone gekauft und verkauft worden ist, auch tatsächlich vom (verkaufenden) Erzeuger zum (kaufenden) Verbraucher übertragen. Die Möglichkeit, den Strom versorgungssicher und effizient im Netz zu transportieren, ist die Voraussetzung für den Erhalt der einheitlichen Preiszone.

Mit einem aufgespaltenen Marktgebiet würden die Großhandelspreise innerhalb Deutschlands auseinanderdriften. In der nördlichen Preiszone würden die Großhandelspreise tendenziell sinken, in der südlichen Zone müsste mit steigenden Großhandelspreisen gerechnet werden. Damit verbunden wäre auch eine unterschiedliche Berechnung der EEG-Umlage im Norden und im Süden Deutschlands, denn die EEG-Umlage hängt von den Großhandelspreisen ab. Eine Aufspaltung der einheitlichen Gebotszone würde schließlich die Liquidität des Strommarktes verringern, Herausforderungen bei der Ausübung von Marktmacht mit sich bringen und erhebliche Umstellungskosten verursachen.

Nächster Schritt

Der Netzausbau einschließlich Ausbau der Grenzkuppelstellen mit vorrangigem Bedarf (Energieleitungsausbaugesetz, Bundesbedarfsplangesetz) wird zügig realisiert.

Kapitel 7:

Die europäische Kooperation intensivieren

Der Strommarkt ist europäisch. Schon lange wird Strom innerhalb des europäischen Verbunds intensiv gehandelt. Mittlerweile sind die europäischen Märkte sogar weitgehend miteinander gekoppelt (7.1). Der Stromhandel macht das Stromsystem einerseits effizienter und verringert dabei den Bedarf an Erzeugungskapazitäten (7.2). Andererseits erfordert er, Versorgungssicherheit nicht mehr als nationale Angelegenheit, sondern im europäischen Kontext zu denken (7.3).

7.1 Der Großhandelsmarkt für Strom ist europäisch

Der Stromhandel ist seit langem europäisch. Die Integration der europäischen Strom- und Gasmärkte begann Mitte der 1990er Jahre mit dem ersten Binnenmarktpaket. Das zweite und das dritte Energiebinnenmarktpaket haben die Marktintegration verstärkt, die Aufgaben der nationalen Regulierungsbehörden spezifiziert und eine Agentur für die Zusammenarbeit der europäischen Energieregulierungsbehörden (ACER) geschaffen.

Der Stromaustausch innerhalb Europas besteht seit Beginn des europäischen Verbundsystems. Schon vor der Liberalisierung der Strommärkte hatte der Stromaustausch eine ausgleichende Funktion zur Gewährleistung der Systemstabilität und damit der Versorgungssicherheit. Seitdem ist der marktgetriebene Stromaustausch kontinuierlich angestiegen.

Deutsche Unternehmen nehmen aktiv am Stromhandel teil. Der Stromhandel in der zentral-westeuropäischen Region (CWE) ist stark ausgeprägt. Im Juni 2007 unterzeichneten Belgien, Frankreich, Deutschland, Luxemburg und die Niederlande eine Absichtserklärung über die Kopplung ihrer Strommärkte. Im Jahr 2010 startete der gekoppelte Stromhandel („CWE Market Coupling“). Zu den Teilnehmern des Projektes gehören drei Strombörsen und sieben Netzbetreiber. Durch diese Marktkopplung kann die verfügbare grenzüberschreitende Kapazität effizienter genutzt werden. Dabei gleichen sich die Strompreise an, solange keine Netzengpässe vorliegen (siehe Kapitel 5).

Harmonisierungsmaßnahmen wie Netzkodizes europäisieren den Stromhandel. Mit den europäisch definierten Netzkodizes sollen die Marktteilnehmer europaweit gleiche Rahmenbedingungen vorfinden. Die Netzkodizes schaffen insbesondere die Voraussetzungen für die alltägliche Durchführung des grenzüberschreitenden Strom-

handels. Sie behandeln sowohl die Organisation des grenzüberschreitenden Kurzfristhandels als auch Fragen des langfristigen Handels und des grenzüberschreitenden Abrufs von Regenergie.

7.2 Der grenzüberschreitende Stromhandel senkt die Kosten im Gesamtsystem

Der europäische Stromhandel fördert den kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz der Erzeuger und Verbraucher. Mit dem europäischen Stromhandel können die großräumigen Ausgleichseffekte und Effizienzgewinne bei der Last, bei erneuerbaren Energien und beim Einsatz von konventionellen Kraftwerken genutzt werden. Beispielsweise tritt in Italien die jährliche Höchstlast im Sommer auf, da der Verbrauch von Klimaanlage in diesen Monaten stark ansteigt. Die deutsche Höchstlast hingegen tritt in den Wintermonaten auf. Das bedeutet, dass die gemeinsame Höchstlast aufgrund dieser Ausgleichseffekte geringer ist als die Summe der nationalen Höchstlasten. Erste Analysen gehen von einer Größenordnung dieses Beitrags von elf bis 18 Gigawatt, allein zwischen Deutschland, seinen Nachbarländern und Italien, aus (r2b 2014). Der europäische Stromhandel wird jedoch durch die Verfügbarkeit der Übertragungskapazitäten zwischen den Märkten begrenzt.

Die europäische Vielfalt beim Ausbau erneuerbarer Energien verstärkt die Ausgleichseffekte. Wenn fluktuierende erneuerbare Energien an verschiedenen Standorten und mit verschiedenen Technologien ausgebaut werden, gleichen sich wetterbedingte Einspeiseschwankungen besser aus. Wenn an einem Standort wenig Wind weht, können Windanlagen oder auch andere Erneuerbare-Energien-Anlagen an anderen Standorten diese Flaute teilweise ausgleichen. Davon profitieren alle EU-Staaten. Beispielsweise beträgt der Beitrag von Windenergieanlagen zur gesicherten Leistung bei einer EU-weiten Berechnung rund 14 Prozent der gesamten installierten Windleistung (TradeWind 2009). Bei nationaler Berechnung für Deutschland liegt dieser Wert bei rund sieben Prozent. Durch die Ausgleichseffekte sinken der Bedarf für Kraftwerke und Speicher und damit die Kosten des Systems.

Der Stromhandel beeinflusst sowohl die Kosten des Stromverbrauchs als auch die Einkommen der Erzeuger. Strom wird dort produziert, wo gerade die niedrigsten Grenzkosten anfallen. Wenn Strom aus dem Ausland nach Deutschland importiert wird, profitieren die deutschen

Stromverbraucher vom günstigen Strom im Ausland, während ein Teil der Stromerzeugung in Deutschland von der günstigen Konkurrenz im Ausland verdrängt wird. Wenn Strom in das Ausland exportiert wird, profitieren die ausländischen Stromverbraucher vom günstigen Strom in Deutschland, während deutsche Stromerzeuger zusätzliche Erlöse erzielen und dort teilweise die Konkurrenz verdrängen.

Deutschland hat zuletzt vom Stromaustausch profitiert. Deutschland hat innerhalb der CWE-Region vergleichsweise niedrige Börsenstrompreise. 2013 lag der durchschnittliche Börsenpreis (Day-Ahead, Baseload) bei 37,8 Euro/MWh. In Frankreich lag der Vergleichspreis bei 43,2 Euro/MWh, in den Niederlanden bei 52,0 Euro/MWh. Das deutsche Stromangebot wird deshalb derzeit überdurchschnittlich stark zur Deckung der ausländischen Stromnachfrage herangezogen. Der Stromhandel eröffnet Erzeugern in Deutschland zusätzliche Absatzmöglichkeiten. Im Jahr 2013 flossen rund 72 TWh Strom aus Deutschland in die benachbarten Länder und rund 38 TWh von den Nachbarländern nach Deutschland. Die Stromexporte sind besonders hoch in Stunden mit geringer inländischer Nachfrage und hoher Stromproduktion aus Wind, Sonne, Braunkohle und Kernkraft. Ohne die Möglichkeit zum Stromexport müssten Kern- und Kohlekraftwerke und zukünftig auch Erneuerbare-Energien-Anlagen ihre Produktion stärker drosseln. Der Stromaustausch ist somit eine wichtige Flexibilitätsoption.

7.3 Versorgungssicherheit im europäischen Kontext stärken

Im europäischen Binnenmarkt für Strom sind in den kommenden Jahren ausreichend Erzeugungskapazitäten vorhanden. Nach Angaben des aktuellen „Scenario Outlook and Adequacy Forecast“ (SOAF-Bericht) von ENTSO-E betragen die Überkapazitäten an gesicherter Leistung in Europa derzeit mindestens 100 Gigawatt (ENTSO-E 2014). Davon liegen rund 60 Gigawatt (sog. „RC-ARM“ und „spare capacity“) in dem für Deutschland relevanten Strommarktgebiet, das näherungsweise als die Region bestehend aus Deutschland, seinen Nachbarn und Italien definiert werden kann. Auch für die nächsten Jahre sind hier erhebliche Überkapazitäten zu erwarten. Diese Kapazitäten können die regionale Versorgung absichern und die Versorgungssicherheit in Deutschland erhöhen, soweit Übertragungskapazitäten zur Verfügung stehen. Ebenso steht in einer (rein rechnerisch) nationalen Betrachtung in Deutschland mittelfristig mehr als ausreichend Kraftwerksleistung zur

Verfügung: Die Übertragungsnetzbetreiber weisen in ihrem aktuellen Bericht zur Leistungsbilanz für Deutschland für den Zeitraum 2014 bis 2017 eine „verbleibende Leistung“ von ca. 10 Gigawatt aus (ÜNB 2014). Diese Kapazität wird zur Lastdeckung in Deutschland nicht benötigt, sondern steht für Exporte zur Verfügung.

Versorgungssicherheit kann nur europäisch betrachtet werden. Eine rein nationale Sicht auf Versorgungssicherheit ist mit dem Konzept eines europäischen Strommarktes nicht vereinbar (DIW 2014). Deutschland und andere EU-Mitgliedstaaten messen Versorgungssicherheit bislang vor allem anhand des statischen Ansatzes nationaler Leistungsbilanzen. Diese Vorgehensweise ist mit dem real existierenden Strombinnenmarkt wenig kompatibel und daher überarbeitungsbedürftig. Dies gilt auch, weil die Bedeutung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien und damit stochastisch verfügbarer Erzeugung wächst. Durch die großräumigen Ausgleichseffekte bei den Höchstlasten und dem Beitrag der erneuerbaren Energien zur gesicherten Leistung besteht im europäischen Binnenmarkt grundsätzlich ein geringerer Bedarf an Erzeugungskapazität, Lastmanagement und Speichern.

Das BMWi diskutiert mit Stakeholdern in Europa Verbesserungen beim Monitoring der Versorgungssicherheit. Das Ministerium setzt sich für eine länderübergreifende Betrachtung der Versorgungssicherheit ein. Außerdem sollen die Regulierer neben konventionellen und erneuerbaren Erzeugungseinheiten zukünftig Flexibilitätsoptionen stärker berücksichtigen. Zu diesen Flexibilitätsoptionen gehören auch Lastmanagement und Netzersatzanlagen, welche einen Beitrag zur Synchronisierung leisten können.

Transnationale Effekte müssen berücksichtigt werden. Deutschland, seine Nachbarstaaten und die Europäische Kommission haben erkannt, dass in einem europäischen Strombinnenmarkt gemeinsame Monitoringkonzepte nötig sind. Nur wenn transnationale Effekte berücksichtigt werden, kann die Versorgung langfristig kosteneffizient gesichert werden. Außer dem SOAF-Bericht bestehen bisher allerdings kaum grenzüberschreitende Herangehensweisen. Auf europäischer Ebene wird an einem gemeinsamen Vorgehen gearbeitet. Auf regionaler Ebene hat das BMWi einen Prozess angestoßen, dessen Ziel eine länderübergreifende Definition und mittelfristig ein gemeinsames Monitoring von Versorgungssicherheit mit den Nachbarländern ist. Dieser Prozess baut auf den Arbeiten des regionalen „Pentalateralen Energieforums“ auf. In diesem Forum sind neben Deutschland auch Österreich, die Nie-

derlande, Belgien, Luxemburg, Frankreich und als Beobachter die Schweiz vertreten.

Weitere Schritte sollen die Vollendung des Strombinnenmarktes vorantreiben. Über ein gemeinsames Monitoringkonzept von Versorgungssicherheit hinaus bedarf es weiterer, zumindest regionaler Vereinbarungen. Unabhängig davon, für welches Strommarktdesign sich Deutschland, seine Nachbarländer oder andere EU-Mitgliedstaaten entscheiden, sollten beispielsweise gemeinsame Regeln geschaffen werden für Situationen, in denen in mehreren gekoppelten Strommärkten gleichzeitig relativ hohe Strompreise im Großhandel beobachtet werden.

Wenn Kapazitätsmärkte eingeführt werden sollten, dann müssen sie zumindest europäisch koordiniert werden.

Dies ist besonders wichtig, wenn der Bedarf für zusätzliche nationale Erzeugungskapazitäten festgelegt wird. Es muss gemeinsam entschieden werden, wie ausländische Kapazitäten auf das nationale Versorgungssicherheitsniveau angerechnet werden und ob bzw. wie ausländische Kapazitäten Zugang zu den nationalen Mechanismen haben (siehe Kapitel 8.2).

Nächste Schritte

- Das Pentalaterale Energieforum (DE, FR, AT, BENELUX, CH) vertieft die Zusammenarbeit der Länder im gemeinsamen Strommarkt, u. a. mittels eines Versorgungssicherheitsberichtes bis Ende 2014.
- Das BMWi arbeitet beim Thema Versorgungssicherheit eng mit den Nachbarländern zusammen. Ein Follow-up zum ersten Treffen im Juli 2014 wird im November 2014 stattfinden. Ziele der Initiative sind: eine gemeinsame Definition von Versorgungssicherheit (einheitliche Methodik und Kenngröße), die Erstellung eines gemeinsamen Versorgungssicherheitsberichtes mit einem länderübergreifenden Monitoring und möglichst eine gemeinsame Gewährleistung von Versorgungssicherheit.
- Das BMWi unterstützt die Erarbeitung der Netzkodizes, z. B. im Rahmen von ENTSO-E und ACER-Konsultationen sowie der mehrmals pro Jahr tagenden Electricity Coordination Group und des Ausschusses für den grenzüberschreitenden Stromhandel (Electricity Cross-Border Committee) der EU-Kommission.
- Das BMWi und die Bundesnetzagentur passen den nationalen Rechtsrahmen an, um den deutschen Strommarkt weiter in den europäischen Strombinnenmarkt zu integrieren. Ein nächster Schritt ist die Umsetzung der Netzkodizes, z. B. durch Europäisierung der Intraday- und Regulenergiemärkte.
- In Zusammenarbeit mit Nachbarländern erarbeitet das BMWi gemeinsame Regeln für den Umgang mit Situationen gleichzeitig hoher Strompreise.

Kapitel 8:

Die Klimaschutzziele erreichen

Um mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien eine sichere, kosteneffiziente und umweltverträgliche Stromversorgung zu gewährleisten, sind für das Strommarktdesign die flankierenden Instrumente und regulatorischen Rahmenbedingungen von besonderer Bedeutung, die dazu beitragen, die Klimaschutzziele im Stromsektor zu erreichen. Denn umweltverträglicher Einsatz der Erzeuger und Verbraucher bedeutet insbesondere, die nationalen und europäischen Klimaziele zu erreichen. Hierfür müssen (auch) die CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung deutlich sinken. Die Reform des europäischen Emissionshandelsystems (ETS) soll stärkere Anreize zur Emissionsminderung in der Energiewirtschaft und Industrie setzen.

8.1 CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung reduzieren

Die Stromerzeugung muss bis 2050 weitgehend dekarbonisiert werden, um die nationalen und europäischen Klimaziele bis 2050 zu erreichen. Der Ersatz fossiler Stromerzeugung durch erneuerbare Energien gemäß dem im EEG verankerten Ausbaukorridor leistet hierzu den größten Beitrag. Nach dem Energiekonzept der Bundesregierung soll der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch bis zu diesem Zeitpunkt auf mindestens 80 Prozent steigen. Der Bedarf an thermischer Kraftwerksleistung sinkt, bleibt aber signifikant. In 2050 sollen diese Kraftwerke

- sehr emissionsarm sein,
- Brennstoffe sehr effizient ausnutzen,
- sehr flexibel hoch- und herunterzufahren sein und
- nur noch vergleichsweise geringe Benutzungsstunden aufweisen.

Der Kraftwerkspark passt sich schrittweise an. Der oben skizzierte Entwicklungspfad des fossilen Kraftwerksparks wird möglich durch die Nachrüstung von Bestandsanlagen, die Stilllegung bzw. den reduzierten Betrieb emissionsintensiver Altanlagen und den Neubau von Gaskraftwerken.

Maßnahmen sind erforderlich, um hierfür die richtigen Anreize zu setzen. Die Emissionen des Stromerzeugungsektors verharrten in den letzten Jahren auf etwa gleichem Niveau. Um das nationale Klimaziel von -40 Prozent im Jahr 2020 gegenüber 1990 zu erreichen und auf den Ziel-

pfad in Richtung langfristiger Klimaziele einzuschwenken, sind nach aktuellen Projektionen weitere Maßnahmen erforderlich. Auch der Stromerzeugungssektor wird hierbei aufgrund seines hohen Anteils an den nationalen Emissionen einen Beitrag leisten müssen.

8.2 Das Emissionshandelssystem reformieren

Der zentrale Beitrag zur Emissionsreduktion in der fossilen Stromerzeugung soll durch das europäische Emissionshandelssystem (ETS) und seine Reform erreicht werden.

Das aktuelle ETS setzt bei aktuell über zwei Milliarden überschüssigen Zertifikaten und einem Zertifikatspreis von fünf bis sechs Euro pro Tonne CO₂ nur vergleichsweise geringe Anreize für Investitionen in eine emissionsarme Stromerzeugung. Da diese Überschüsse zum Ende der aktuellen Handelsperiode wegen der Rückführung der Backloading-Mengen vermutlich sogar auf 2,6 Mrd. Zertifikate ansteigen werden, ist bis weit in die 2020er Jahre mit hohen Überschüssen und sehr niedrigen CO₂-Preisen zu rechnen.

Das ETS sollte wieder mehr Planungssicherheit für Investitionsentscheidungen bieten. Befragungen von Unternehmen zeigen, dass der aktuelle CO₂-Preis für Investitionsentscheidungen nur eine geringfügige Rolle spielt. Zum einen ist die Stromerzeugung gegenwärtig ohnehin durch das Preisverhältnis der Brennstoffe geprägt, das Emissionsminderungen durch Brennstoffwechsel nicht begünstigt (hohe Gas- und niedrige Kohlepreise). Zum anderen sind für Unternehmen angesichts langer Investitionszyklen ohnehin die mittel- bis langfristig zu erwartenden CO₂-Preise maßgeblich, da sich die Anlagen auch bei diesen Preisen rechnen müssen. Die mittelfristigen Preiserwartungen sind allerdings gegenwärtig niedrig.

Die Bundesregierung setzt sich für eine rasche und nachhaltige Reform des ETS ein. Sie strebt an, die von der Europäischen Kommission vorgeschlagene Marktstabilitätsreserve bereits 2017 einzuführen und die 900 Millionen Backloading-Zertifikate in diese Reserve zu überführen. Darüber hinaus muss die Marktstabilitätsreserve insbesondere bei den Schwellenwerten und den Entnahmemengen so ausgestaltet sein, dass sie die Überschüsse auch tatsächlich zügig abbaut. Zugleich müssen zum Schutz energieintensiver Unternehmen effektive Carbon-Leakage-Regeln auch für die Zeit nach 2020 getroffen werden, die sowohl die direkte als auch die indirekte Kostenbelastung adressieren.

Die ETS-Reform ist von struktureller Bedeutung. Zwar würden mit dem Reformvorschlag der Bundesregierung zirka die Hälfte der von der Europäischen Kommission bis 2020 projizierten Überschüsse abgebaut werden. Es verblieben jedoch bis 2020 immer noch signifikante Überschüsse im Markt. Dementsprechend dürfte es zum Ende dieser Handelsperiode zu einem Preisanstieg bei den Zertifikaten und damit sehr wichtigen Signalen für zukünftige Investitionen kommen.

Nächster Schritt

Reform ETS: Weitere Konkretisierung der deutschen Position sowie Werben um Unterstützung. Die Erwähnung eines „Instruments zur Stabilisierung des Marktes“ sowie von Maßnahmen zur Wahrung der industriellen Wettbewerbsfähigkeit in den Schlussfolgerungen des Europäischen Rates sind ein erster wichtiger Schritt in diese Richtung.

8.3 Die Rolle der KWK beim Umbau des Kraftwerksparks klären

Durch gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme können Brennstoffe und CO₂-Emissionen eingespart werden. KWK-Anlagen können energieeffizienter und – insbesondere wenn sie mit Gas betrieben werden – emissionsärmer sein als konventionelle Kondensationskraftwerke und eine gesonderte Bereitstellung von Wärme. Das ETS ist das zentrale Instrument für Klimaschutz in der Industrie und für eine emissionsarme Strom- und Wärmeerzeugung. Zusätzlich kann die KWK Beiträge zur Reduktion der nationalen CO₂-Emissionen liefern.

KWK kann zukünftig stärker flexibel betrieben werden und stärker zur Synchronisierung beitragen. Investitionen in Wärmespeicher, Wärmenetze und perspektivisch Power-to-Heat-Anlagen (Wärmepumpen und Elektrokessel) bieten die Voraussetzung hierzu, weil sie die Stromerzeugung unabhängiger vom zeitgleichen Wärmebedarf machen. Daher sollten KWK-Anlagen Anreize haben, bei Netzengpässen oder negativen Preisen vor erneuerbaren Energien abzuregeln. Bisher werden eine Vielzahl von KWK-Anlagen in Industrie- und Objektversorgung aus betriebswirtschaftlichen und technischen Gründen mit

hoher Effizienz wärmegeführt betrieben. Für den Strommarkt und den Netzbetrieb stellen sie eine Mindesterzeugung dar (siehe Kapitel 3).

Das KWK-Gesetz fördert Qualität statt Quantität. Das KWK-Gesetz (KWKG) fördert Anlagen, die qualitativ kompatibel zur Energiewende sind, d.h. sehr flexibel und sehr emissionsarm. Daher fördert das KWKG auch Investitionen in Wärmenetze und -speicher. Das KWKG sollte insbesondere emissionsarme KWK fördern. Die Stabilisierung des heutigen KWK-Anteils erfordert den Neubau von KWK-Anlagen als Ersatz für Altanlagen im Umfang einiger Gigawatt. Im Rahmen der laufenden Evaluation ist zu klären, inwiefern es sinnvoll ist, über den Status Quo hinaus die installierte KWK-Leistung stark zu erhöhen.

Nächste Schritte

- 2014: Das BMWi konsultiert derzeit die vorgelegte Studie zur Potential- und Nutzenanalyse der KWK sowie zur Evaluierung des KWK-Gesetzes (KWKG). Das BMWi legt anschließend den Zwischenbericht nach § 12 KWKG vor.
- 2015: Das BMWi bereitet die Novelle des KWKG vor.

Teil III: Lösungsansätze für eine ausreichende, kosteneffiziente und umweltverträgliche Kapazitätsvorhaltung

Die Maßnahmen in Teil II sind für einen sicheren, kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz der Erzeuger und flexiblen Verbraucher erforderlich. Sie sollten auf jeden Fall umgesetzt werden. In Teil III des Grünbuchs wird der Frage nachgegangen, ob zu erwarten ist, dass ein optimierter Strommarkt ausreichend Kapazität vorhält, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, oder ob zusätzlich ein Kapazitätsmarkt erforderlich ist.

Kapitel 9:

Grundsatzentscheidung: Strommarkt 2.0 oder Kapazitätsmarkt

Kapitel 9.1 beschreibt die Notwendigkeit einer Grundsatzentscheidung. Kapitel 9.2 fasst die Ergebnisse der vom BMWi in Auftrag gegebenen Gutachten zusammen.

9.1 Eine politische Grundsatzentscheidung ist nötig

In den kommenden Jahren durchläuft der Strommarkt eine Phase des Übergangs. Der deutsche Strommarkt ist liberalisiert und mit den Strommärkten der Nachbarstaaten gekoppelt. Dies steigert die Effizienz des Stromversorgungssystems, trägt aber auch zu den aktuellen Überkapazitäten bei. Diese wurden durch den Zubau von erneuerbaren Energien und die Inbetriebnahme neuer fossiler Kraftwerke verstärkt. Aktuell kommt die temporär niedrigere Stromnachfrage infolge der Wirtschaftskrise in Europa hinzu. Daraus resultieren niedrige Strompreise an der Börse. Sie prägen derzeit den Markt und verringern die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken. Andererseits steigt Deutschland bis 2022 aus der Kernenergie aus. Hierdurch werden Erzeugungskapazitäten in Höhe von rund 12 Gigawatt schrittweise vom Netz genommen. Zudem übernehmen erneuerbare Energien zunehmend eine tragende Rolle und senken den Bedarf an Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken. Wir bewegen uns von einem Stromsystem, in dem regelbare Kraftwerke der Stromnachfrage folgen, zu einem Stromsystem, in dem flexible Erzeuger, flexible Verbraucher und Speicher auf das fluktuierende Stromangebot aus Wind und Sonne reagieren. Dieser Übergang wird den Strommarkt in den kommenden Jahren prägen (siehe Kapitel 2.1).

Die „Sowieso-Maßnahmen“ (Teil II) sind für einen sicheren, kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz der Kapazitäten (Erzeuger und flexible Verbraucher) unabhängig von der Grundsatzentscheidung sinnvoll.

Ausreichende Kapazitäten allein gewährleisten nicht, dass Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt synchronisiert werden. Dies illustrieren die Beispiele in Kapitel 2.2 für Erzeugungssysteme mit Kapazitätsmarkt (Januar 2014 im amerikanischen PJM⁶) und ohne Kapazitätsmarkt (Februar 2012 in Deutschland). In beiden Fällen kam es zu angespannten Versorgungssituationen, obwohl ausreichend

installierte Leistung im System zur Verfügung stand. Dies zeigt: Für eine sichere Versorgung muss der Strommarkt in jedem Fall durch Preissignale dafür sorgen, dass die vorhandenen Kapazitäten jederzeit im erforderlichen Umfang (d. h. in Höhe des zu erwartenden Verbrauchs) kontrahiert und eingesetzt werden. Kapazitätsmärkte können zwar dafür sorgen, dass ausreichend Kapazitäten vorgehalten werden. Sie können aber den sicheren Ausgleich von Verbrauch und Erzeugung nicht garantieren⁷.

Zur Diskussion steht, ob ein optimierter Strommarkt erwarten lässt, dass ausreichend Kapazitäten für eine sichere Versorgung vorgehalten werden, oder ob zusätzlich ein Kapazitätsmarkt erforderlich ist. Der Bericht des Kraftwerksforums beim BMWi an die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Präsidenten der Länder vom 28. Mai 2013 hat die Debatte strukturiert (BMW 2013). Gutachten im Auftrag des BMWi haben die Leistungsfähigkeit des Strommarkts und die Auswirkungen von Kapazitätsmärkten vertieft untersucht (siehe Kapitel 9.2). Betroffene Akteure haben die Gutachten in der Plattform Strommarkt intensiv diskutiert.

Versorgungssicherheit ist gegeben, wenn jederzeit ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage möglich ist. Das heißt, es müssen auch in Zeiten der höchsten (nicht durch Windkraft und Photovoltaik gedeckten) Nachfrage ausreichend steuerbare Kapazitäten zur Verfügung stehen. Kapazitäten meint neben klassischen und erneuerbaren, mit Brennstoffen betriebenen Kraftwerken auch Nachfrageflexibilität (Lastmanagement) und Speicher. Einige dieser Kapazitäten, d. h. die mit den höchsten Grenzkosten, werden nur in wenigen Stunden des Jahres benötigt.

Im Kern geht es bei der Debatte um die Frage, ob ein optimierter Strommarkt erwarten lässt, dass Investitionen in die selten genutzten, aber dennoch erforderlichen Kapazitäten getätigt werden. Dies setzt insbesondere voraus, dass Knappheitspreise bei den Marktteilnehmern ankommen und die Investoren darauf vertrauen, dass die Politik beim Auftreten von Knappheitspreisen nicht interveniert. Den Anbietern von Kapazitäten muss erlaubt sein, in Knappheitssituationen mit Preisen über ihren

6 PJM ist ein regionales Übertragungsnetz in den USA. Es umfasst die US-Bundesstaaten Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia und District of Columbia.

7 In Kapazitätsmärkten bestehen grundsätzlich Verfügbarkeitsanreize für Erzeuger. Diese sind jedoch nicht hinreichend, um die Einsatzfunktion vollständig zu gewährleisten.

Grenzkosten am Strommarkt zu bieten. Wenn die Anbieter befürchten, dass die Politik Preisobergrenzen einführt und damit Investitionen im Nachhinein teilweise entwertet, werden kapitalintensive Investitionen ausbleiben. Stattdessen werden, angereizt durch die Pflicht zur Bilanzkreis-treue, die unbedingten Lieferverpflichtungen und das Ausgleichsenergiesystem (siehe Kapitel 1.4 u. 1.5), tendenziell nur Kapazitäten mit niedrigeren Investitionskosten wie Lastmanagement oder Motorkraftwerke erschlossen. Gleichzeitig können insbesondere industrielle Stromkunden mit großer Nachfrage ihre Versorgung am Terminmarkt, mit Options- oder Absicherungsverträgen kosteneffizient gegen Knappheitspreise absichern, ihren Strom selbst produzieren oder durch Lastmanagement mit einer flexiblen Nachfrage auf Knappheitspreise reagieren.

Im kommenden Jahrzehnt werden die derzeitigen Überkapazitäten am Strommarkt abgebaut sein. Knappheitspreise wird nur derjenige vermeiden, der sich mit Lieferverträgen vorausschauend absichert oder durch Lastmanagement mit einer flexiblen Nachfrage auf Knappheitspreise reagiert. Ein optimierter Strommarkt, der zulässt, dass Preissignale unverfälscht bei den Marktteilnehmern ankommen, abgesichert durch einen glaubwürdigen rechtlichen Rahmen, kommt nach wissenschaftlichen Untersuchungen ohne einen zusätzlichen Kapazitätsmarkt aus. Restrisiken kann mit einer „Kapazitätsreserve“ begegnet werden (siehe Kapitel 11). Diese muss aber so ausgestaltet werden, dass sie einerseits nicht wie eine Preisobergrenze am Strommarkt wirkt und andererseits den Marktakteuren nicht als bequeme Alternative zur Erfüllung ihrer Lieferverpflichtungen, d. h. der Beschaffung von Strommengen in Höhe des zu erwartenden Verbrauchs, dient (siehe Kapitel 1.1).

Wenn Gesellschaft und Politik zu einer derartigen Weiterentwicklung des Strommarktes mit Knappheitspreisen nicht bereit sind, bedarf es eines Kapazitätsmarktes. Allerdings bergen auch Kapazitätsmärkte Herausforderungen, Nachteile und Risiken, derer sich Gesellschaft und Politik bewusst sein müssen. Der Staat verändert das Strommarktdesign und greift regulatorisch in den Wettbewerb ein. Die Kosten des Kapazitätsmarktes müssen auf die Verbraucher umgelegt werden.

Wir müssen daher eine Grundsatzentscheidung treffen: Wollen wir einen optimierten Strommarkt (Strommarkt 2.0) mit einem glaubwürdigen rechtlichen Rahmen, auf den Investoren vertrauen können, und in dem Stromkunden in eigener Verantwortung über ihre Nachfrage bestimmen,

wie viele Kapazitäten vorgehalten werden – oder wollen wir neben dem Strommarkt einen Kapazitätsmarkt?

Kapazitätsmärkte unterscheiden sich von bestehenden Strommärkten

Die Einführung eines Kapazitätsmarktes verändert das bestehende Strommarktdesign: Es wird ein zusätzlicher Markt neben dem bestehenden Strommarkt geschaffen. Auf Kapazitätsmärkten wird ausschließlich die Vorhaltung von Kapazität (Leistung) gehandelt und explizit vergütet. Für die Vergütung der Kapazitäten entstehen Kosten zusätzlich zu den Kosten der Beschaffung des Stroms am Strommarkt. Die Stromversorger tragen die Kosten und legen sie auf die Verbraucher um.

Auf dem bestehenden Strommarkt wird Leistung auf Terminmärkten, Spotmärkten und in Strombezugsverträgen nur *implizit* durch unbedingte Lieferverpflichtungen vergütet. *Explizit* gehandelt und vergütet wird Leistung beispielsweise auf dem Regelleistungsmarkt, in Optionsverträgen oder in Lieferverträgen.

Option Strommarkt 2.0

Grundlegende Annahme dieser Option ist, dass der Strommarkt 2.0 das Vorhalten von Kapazitäten in ausreichendem Umfang anreizt und daher kein zusätzlicher Kapazitätsmarkt erforderlich ist. Die notwendige Vorhaltung von Kapazitäten refinanziert sich über den Strommarkt, der implizit und explizit auch Leistung vergütet (siehe Kapitel 1). Der Staat setzt die Marktregeln. Die Marktteilnehmer müssen ihre Lieferverpflichtungen einhalten, sonst drohen ihnen hohe Strafzahlungen (Ausgleichsenergiesystem). Die Stromkunden bestimmen in eigener Verantwortung über ihre Nachfrage, wie viele Kapazitäten vorgehalten werden. In der Verantwortung der Regulierungsbehörde liegt es, die Einhaltung der Marktregeln sicherzustellen und die Kapazitätsentwicklung durch ein kontinuierliches Monitoring zu begleiten.

Die Befürworter dieser Option gehen von normalen Marktmechanismen und (zumindest implizit) von folgenden Annahmen und Einschätzungen aus:

- Das Kapazitätsniveau, das sich am Strommarkt einstellt, ist ausreichend, um die Nachfrage der Verbraucher zu decken.
- Flexibilitätsoptionen, insbesondere Lastmanagement oder Netzersatzanlagen, sind ausreichend vorhanden sowie schnell und kostengünstig erschließbar.
- Preisspitzen treten am Spotmarkt auf und werden akzeptiert. Sie werden sich nur geringfügig auf den durchschnittlichen Strompreis auswirken, weil sie nur in wenigen Stunden auftreten.
- Der Strommarkt setzt u. a. durch Preisspitzen ausreichend Investitionsanreize, auch für Spitzenlastkraftwerke. Investoren sind in der Lage, mit den damit verbundenen Unsicherheiten für langlebige Investitionen umzugehen.
- Private Verbraucher, die nicht leistungsgemessen sind, sind über ihre Verträge mit ihren Versorgern gegen kurzfristige Preisspitzen am Großhandelsmarkt abgesichert; Unternehmen können sich frei entscheiden, ob sie sich vertraglich absichern oder am kurzfristigen Strommarkt teilnehmen.
- Die Preisvolatilität ist der zentrale Anreiz für die Flexibilisierung des Gesamtsystems.
- Falls zur Absicherung gegen Restrisiken ein höheres Kapazitätsniveau vorgehalten werden soll, als es sich aus dem Strommarkt heraus ergibt, ist dies mit einer Reserve kostengünstig möglich.

Für die Option Strommarkt 2.0 ist wichtig, dass die Preisbildung frei bleibt.

Preisspitzen sind für die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerksinvestitionen im Strommarkt erforderlich.

Durch den Einsatz von Lastmanagement und Netzersatzanlagen sind in der Regel nur gelegentliche Preisspitzen in moderater Höhe zu erwarten. Für Extrem-

situationen sollten jedoch temporär auch höhere Preise möglich sein. Extremsituationen treten beispielsweise bei einem Ausfall größerer Erzeugungsleistungen bei gleichzeitig hoher Last und geringer Einspeisung von erneuerbaren Energien auf.

Das Auftreten von Preisspitzen darf nicht eingeschränkt werden. Heute gibt es im Strommarkt keine regulatorischen Preisobergrenzen. Es existiert nur ein sehr hohes technisches Limit. Die Börse kann es bei Bedarf anpassen. Damit Investoren ausreichend Planungssicherheit darüber haben, dass die gesetzlichen Rahmenbedingungen hierzu unverändert bleiben, sollte gesetzlich klargestellt werden, dass staatliche Interventionen in Form von Preisobergrenzen unterbleiben.

Preisspitzen werden durch das kartellrechtliche Missbrauchsverbot weder ausgeschlossen noch abgemildert. Alle Unternehmen sind bei der Abgabe ihrer Gebote grundsätzlich frei. Kraftwerke müssen die Möglichkeit haben, in Knappheitssituationen mit Preisen über ihren Grenzkosten am Strommarkt zu bieten; es darf kein *de facto* Mark-up-Verbot geben. Nach europäischem und deutschem Kartellrecht dürfen Unternehmen mit marktbeherrschender Stellung allerdings ihre Marktmacht nicht missbräuchlich ausnutzen. Hierdurch soll u. a. verhindert werden, dass es zu künstlich überhöhten Preisen kommt.

Das kartellrechtliche Missbrauchsverbot setzt keine implizite Preisobergrenze. Kommen Preisspitzen nicht marktmachtbedingt, sondern durch tatsächliche Knappheiten zustande, sind sie kartellrechtlich nicht zu beanstanden. Soweit ein Anbieter nicht marktbeherrschend ist, ist das Missbrauchsverbot auf diesen Anbieter von vornherein nicht anwendbar. In Knappheitssituationen sind auch diese Anbieter in der Lage, höhere Preise durchzusetzen. Von diesen Preisen profitieren in der börslichen Einheitspreisauktion auch marktbeherrschende Anbieter. Die Funktionsfähigkeit des Strommarktes wird durch das kartellrechtliche Missbrauchsverbot daher nicht beeinträchtigt.⁸

⁸ Unternehmen mit marktbeherrschender Stellung droht jedoch, nachweisen zu müssen, dass sie bei ihren Angeboten am Strommarkt keine Marktmacht ausgeübt haben. Aus Vorsicht sehen sich marktbeherrschende Unternehmen einem *de facto* Mark-up-Verbot ausgesetzt.

Das kartellrechtliche Missbrauchsverbot hat in der aktuellen Marktsituation wenig praktische Bedeutung. Die Marktmachttendenzen sind in den letzten Jahren rückläufig. Insbesondere die Kopplung des deutschen Strommarktes mit den Nachbarländern, der begonnene Ausstieg aus der Kernenergie und der Zubau erneuerbarer Energien haben den Wettbewerb gestärkt. Diese Wettbewerbsbelebung sowie die bestehenden Überkapazitäten führen dazu, dass das Missbrauchsverbot derzeit in der Praxis keine Rolle spielt.

Bei Wahl der Option Strommarkt 2.0 ergibt sich folgender Handlungsbedarf:

- Der Strommarkt wird optimiert und zu einem Strommarkt 2.0 für die Energiewende weiterentwickelt.
- Kernpunkte der Reform sind:
 - Die Umsetzung der Sowieso-Maßnahmen aus Teil II. Dabei kommt der Stärkung der Anreize zur Bilanzkreistreue (Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem) eine besondere Rolle zu.
 - Die Preisbildung muss frei bleiben; es sollte gesetzlich klargestellt werden, dass keine Preisobergrenzen eingeführt werden. Dadurch kann den Marktakteuren ein hohes Maß an Planungssicherheit gegeben werden.
 - Die in Kapitel 9 erläuterte Kapazitätsreserve wird eingeführt. Es erfolgt ein kontinuierliches Monitoring.

Option Kapazitätsmarkt

Grundlegende Annahme dieser Option ist, dass auch der optimierte Strommarkt das Vorhalten von Kapazitäten nicht im ausreichenden Umfang anreizt und ein zusätzlicher Markt für die Vorhaltung von Kapazitäten eingeführt werden muss. Die notwendige Vorhaltung von Kapazitäten refinanziert sich über einen zusätzlichen Kapazitätsmarkt, der Leistung explizit vergütet. Die Kosten werden auf die Stromkunden umgelegt. Der Staat sorgt damit für ein höheres Kapazitätsniveau, als es sich aus dem Strommarkt ergibt. Im zentralen und fokussierten Kapazitätsmarkt bestimmt der Staat direkt, wie viele Kapazitäten vorgehalten werden. Im dezentralen Kapazitätsmarkt steuert der Staat das Kapazitätsniveau indirekt durch die Höhe der Pönale (siehe Kasten). Auch mit einem Kapazitätsmarkt liegt es in der Verantwortung der Marktteilnehmer, ausreichend Kapazitäten zu kontrahieren, um jederzeit ihre

Lieferverpflichtungen zu erfüllen. In der Verantwortung der Regulierungsbehörde liegt es, die Einhaltung der Marktregeln sicherzustellen und die Kapazitätsentwicklung durch ein kontinuierliches Monitoring zu begleiten.

Kapazitätsmärkte können verschiedene Ausgestaltungen annehmen

In Deutschland werden derzeit vor allem drei Ansätze für Kapazitätsmärkte intensiv diskutiert. Sie unterscheiden sich erheblich in den Details der Ausgestaltung, den erforderlichen regulatorischen Vorgaben und ihren Auswirkungen auf den Strommarkt:

Im „**zentralen umfassenden Kapazitätsmarkt**“ (EWI 2012) legt eine Behörde den Gesamtbedarf an Kapazität zentral fest. Diese Kapazität wird in Auktionen ausgeschrieben (Leistungsmarkt). Die Betreiber von Erzeugungsanlagen bieten Erzeugungsleistung auf diesem Kapazitätsmarkt an. Bei einem Zuschlag erhalten sie eine Vergütung für die angebotene Leistung in Form einer einheitlichen Leistungszahlung. Zugleich können Betreiber von Erzeugungsanlagen ihren erzeugten Strom am Strommarkt an andere Marktteilnehmer verkaufen. Die Kosten des Kapazitätsmarktes werden über eine Kapazitätsumlage auf den Strompreis umgelegt. Die Leistungszahlung verpflichtet die Kraftwerksbetreiber, ihre Erzeugungskapazität grundsätzlich technisch verfügbar zu halten. Steigt der Börsenpreis über einen zuvor definierten Auslösepreis, zahlen die Kraftwerksbetreiber die Differenz aus aktuellem Börsenpreis und Auslösepreis an die Behörde (Call-Option).

Im „**zentralen fokussierten Kapazitätsmarkt**“ (Öko-Institut/LBD/Raue 2012) wird der Gesamtbedarf an Kapazität ebenfalls zentral von einer Behörde festgelegt. Auch weitere wesentliche Eigenschaften sind vergleichbar zum zentralen umfassenden Kapazitätsmarkt. Allerdings wird nur ein Teil des Gesamtbedarfs in Auktionen ausgeschrieben. Eine Behörde entscheidet, welche Anlagen an den Auktionen teilnehmen dürfen. Öko-Institut/LBD/Raue sehen zwei Marktsegmente vor: eines für Neuanlagen sowie eines für „stilllegungsbedrohte“ Bestandsanlagen und Lastmanagement. Durch die Ausschreibung des Kapazitätsbedarfs in zwei Teilmärkten ergibt sich keine einheitliche Leistungszahlung.

Im „**dezentralen umfassenden Kapazitätsmarkt**“ (Enervis/BET 2013, BDEW 2013) wird der Gesamtbedarf an Kapazität nicht direkt von einer Behörde vorgegeben und ausgeschrieben, sondern indirekt durch die Höhe einer Strafzahlung (Pönale). Vertriebe werden verpflichtet, für Knappheitssituationen nachzuweisen, dass sie für ihren Strombezug in ausreichendem Umfang Leistung kontrahiert haben. Die Nachweise können sie von Betreibern der Erzeugungsanlagen in Form von Leistungszertifikaten (Versorgungssicherheitszertifikaten) erwerben. Diese Zertifikate können bilateral zwischen Marktteilnehmern oder an der Börse gehandelt werden. Die Vertriebe entscheiden in Abhängigkeit von ihrem Verbrauch und der Nutzung von Lastmanagement selbst, mit wie viel Leistungszertifikaten sie sich eindecken. Wird in Knappheitssituationen ein definierter Auslösungspreis überschritten, müssen Vertriebe eine Pönale für die tatsächliche Verbrauchsleistung bezahlen, für die sie keine Leistungszertifikate vorweisen können. Erzeuger müssen eine Pönale zahlen, wenn ihre Erzeugungsleistung in dieser Situation nicht verfügbar ist. Eine Behörde legt die Höhe der Pönale und den Auslösungspreis fest. In anderen Modellen (z. B. in Frankreich) legt eine Behörde noch weitere Parameter fest, die determinieren, mit wie viel Erzeugungskapazität sich die Vertriebe einzudecken haben. Die Kosten für die Leistungszertifikate legen die Vertriebe auf ihre Stromkunden um.

Die Befürworter dieser Option gehen (zumindest implizit) von folgenden Annahmen und Einschätzungen aus:

- Das Kapazitätsniveau, das sich am Strommarkt einstellt, ist nicht ausreichend.
- Flexibilitätsoptionen (insbesondere Lastmanagement oder Netzersatzanlagen) sind nicht ausreichend vorhanden oder können im Strommarkt nicht hinreichend erschlossen werden.
- Eine strategische Reserve, die vorgehalten und bei einer bestimmten Marktpreishöhe eingesetzt wird, sorgt nicht *effizient* für ein ausreichendes Kapazitätsniveau.
- Zusätzliche regulatorische Eingriffe sind nötig: Ein Kapazitätsmarkt muss eingeführt werden.

- Das höhere Kapazitätsniveau rechtfertigt zusätzliche Kosten (Umlage auf Stromkunden).
- Preisspitzen am Spotmarkt sind skandalisierbar und werden daher nicht akzeptiert.
- Preisspitzen sind als Investitionsanreiz zu unsicher für die Marktakteure; diese befürchten politische Interventionen (Preisobergrenzen). Unsicherheiten für Investoren müssen daher durch Kapazitätsmärkte verringert werden.
- Kapazitätsmärkte verringern Preisspitzen am Spotmarkt durch das höhere Kapazitätsniveau.

Die verschiedenen Modelle für Kapazitätsmärkte haben spezifische Konsequenzen

In einem **dezentralen oder zentralen umfassenden Kapazitätsmarkt** erhalten auch inflexible und emissionsintensive Kraftwerke Zahlungen. Dies beeinflusst die notwendige Transformation des Kraftwerksparks hin zu mehr Flexibilität wie auch das Erreichen der nationalen Klimaziele.

Dezentrale Kapazitätsmärkte erfordern die geringsten Regulierungseingriffe und verursachen von allen Kapazitätsmärkten die geringsten regulatorischen Risiken. Die Erschließung von Lastmanagement wird nicht erschwert.

In **zentralen umfassenden oder fokussierten Kapazitätsmärkten** besteht die besondere Herausforderung, das richtige Niveau der vorzuhaltenden Kapazitäten festzulegen, um eine sichere Versorgung zu gewährleisten. Dies trifft insbesondere auf zentrale fokussierte Kapazitätsmärkte zu, in denen nur Teile des Gesamtbedarfs an Leistung ausgeschrieben werden. Zudem muss sichergestellt werden, dass die ausgeschrieben Kapazitäten auch tatsächlich gebaut bzw. weiterbetrieben werden.

Zentrale fokussierte Kapazitätsmärkte können gezielt flexible und emissionsarme Kapazitäten fördern.

Bei Wahl der Option Kapazitätsmarkt ergibt sich folgender Handlungsbedarf:

- Die Sowieso-Maßnahmen aus Teil II werden umgesetzt.
- Es ist zu entscheiden, welches Kapazitätsmarkt-Modell eingeführt werden soll.
- Die gesetzlichen Voraussetzungen sind zu schaffen. Die Ausgestaltung des Kapazitätsmarktes ist regulatorisch festzulegen.
- Da die EU-Kommission Kapazitätsmärkte als Beihilfe einstuft, sind die Regularien mit der Kommission abzustimmen.
- Im Zuge der Umsetzung bestimmt eine staatliche Stelle direkt oder indirekt, wie viele Kapazitäten vorgehalten werden sollen⁹.
- Die in Kapitel 9 erläuterte Kapazitätsreserve wird eingeführt.
- Ein kontinuierliches Monitoring der Versorgungssicherheit ist erforderlich¹⁰. Auf dieser Grundlage wird kontinuierlich überprüft, ob zusätzliche Maßnahmen erforderlich sind.

Der französische Kapazitätsmarkt lässt die Grundsatzentscheidung für oder gegen die Einführung eines Kapazitätsmarktes in Deutschland offen.

Der französische Kapazitätsmarkt hat keinen relevanten Einfluss auf die Leistungsfähigkeit des Strommarktes in Deutschland. Der deutsche und der französische Strommarkt sind gekoppelt (siehe Kapitel 2 und 6). Durch die Einführung eines Kapazitätsmarktes werden voraussichtlich zusätzliche Kapazitäten in Frankreich angereizt. Diese Kapazitäten tragen zur Versorgungssicherheit in Deutschland bei. Die Kraftwerkskapazität in Deutschland kann in dem Umfang sinken, wie zusätzliche französische Kraftwerkskapazität über die vorhandenen Grenzkuppelstellen für den Strommarkt in Deutschland verfügbar sind. Die prinzipielle Fähigkeit des Strommarktes in Deutschland, ausreichend Kapazitäten anzureizen, bleibt jedoch unverändert, denn die zusätzliche Kapazität in Frankreich wirkt lediglich wie eine verringerte Nachfrage in Deutschland. Es besteht also kein Automatismus, nach dem der französische Kapazitätsmarkt auch die Einführung eines Kapazitätsmarktes in Deutschland erzwingt.

Der französische Kapazitätsmarkt kann Verteilungseffekte verursachen. Investoren werden bei entsprechender Ausgestaltung des französischen Kapazitätsmarktes einen größeren Anreiz haben, Kraftwerke in Frankreich zu bauen und zu erhalten, als zuvor. Diese Kraftwerke werden von französischen Stromverbrauchern über die dortige Kapazitätsumlage unterstützt werden, stehen in Höhe der verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten aber auch Frankreichs Nachbarn zur Lastdeckung zur Verfügung.

⁹ Im zentralen Kapazitätsmarkt bestimmt der Staat direkt, wie viele Kapazitäten vorgehalten werden. Im dezentralen Kapazitätsmarkt steuert der Staat das Kapazitätsniveau indirekt durch die Höhe der Pönale.

¹⁰ Derzeit monitoren unter anderem die Übertragungsnetzbetreiber, die Bundesnetzagentur, das BMWi, das Pentalaterale Energieforum und der europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E die Versorgungssicherheit.

OPTION Strommarkt 2.0

„Ein optimierter Strommarkt gewährleistet Versorgungssicherheit“

Funktionsweise

- Der Strommarkt reizt die Vorhaltung von Kapazitäten an. Die notwendige Vorhaltung von Kapazitäten refinanziert sich über den Strommarkt.
- Der Staat setzt die Marktregeln. Die Stromkunden bestimmen in eigener Verantwortung über ihre Nachfrage das Kapazitätsniveau.
- Leistung wird implizit am Strommarkt und explizit z. B. am Regelleistungsmarkt und in Options- und Lieferverträgen vergütet.

Annahmen und Einschätzungen der Befürworter:

- Der Strommarkt sorgt für ausreichend Kapazitäten.
- Flexibilitätsoptionen (Lastmanagement, Netzersatzanlagen) sind ausreichend vorhanden sowie schnell und kostengünstig erschließbar.
- Preisspitzen treten am Spotmarkt auf. Sie werden akzeptiert, weil sie sich wenig auf den durchschnittlichen Strompreis auswirken und Preisvolatilität der zentrale Anreiz für Flexibilisierung ist.
- Der Strommarkt setzt, u. a. durch Preisspitzen, ausreichend Investitionsanreize, auch für Spitzenlastkraftwerke.
- Private Verbraucher sind gegen Preisspitzen abgesichert. Unternehmen können frei entscheiden, ob sie sich absichern oder aktiv am Strommarkt teilnehmen.
- Zur Absicherung gegen Restrisiken kann mit einer Reserve ein höheres Kapazitätsniveau kostengünstig vorgehalten werden.

Handlungsbedarf

- Die Sowieso-Maßnahmen aus Teil II werden umgesetzt.
- Es wird gesetzlich klargestellt, dass keine Preisobergrenze eingeführt wird.
- Es darf kein de facto Mark-up-Verbot geben.
- Eine Kapazitätsreserve wird eingeführt.
- Ein kontinuierliches Monitoring der Versorgungssicherheit wird durchgeführt.

OPTION Kapazitätsmarkt

„Der Staat muss handeln, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten“

Funktionsweise

- Der Kapazitätsmarkt reizt die Vorhaltung von Kapazitäten an. Die notwendige Vorhaltung von Kapazitäten refinanziert sich über einen zusätzlichen Kapazitätsmarkt.
- Der Staat sorgt für ein höheres Kapazitätsniveau als der Strommarkt.
- Leistung wird explizit am Kapazitätsmarkt vergütet.

Annahmen und Einschätzungen der Befürworter:

- Der Strommarkt sorgt für zu wenige Kapazitäten.
- Flexibilitätsoptionen (Lastmanagement, Netzersatzanlagen) sind nicht ausreichend oder können im Strommarkt nicht hinreichend erschlossen werden.
- Zusätzliche regulatorische Eingriffe sind erforderlich. Kapazitätsmarkt ist erforderlich.
- Das höhere Kapazitätsniveau rechtfertigt zusätzliche Kosten (Umlage aus Stromkunden).
- Preisspitzen am Spotmarkt sind skandalisierbar und werden daher nicht akzeptiert.
- Preisspitzen sind zu unsicher, um ausreichend Investitionen anzureizen.
- Kapazitätsmärkte verringern Preisspitzen am Spotmarkt durch das höhere Kapazitätsniveau.

Handlungsbedarf

- Die Sowieso-Maßnahmen aus Teil II werden umgesetzt.
- Entscheidung über Kapazitätsmarkt-Modell, Ausgestaltung des Kapazitätsmarktes und Höhe der vorzuhaltenden Kapazitäten.
- Kompatibilität mit dem europäischen Binnenmarkt muss hergestellt werden.
- Eine Kapazitätsreserve wird eingeführt.
- Ein kontinuierliches Monitoring der Versorgungssicherheit wird durchgeführt.

9.2 Gutachter: Der Strommarkt gewährleistet eine sichere Versorgung mit und ohne Kapazitätsmarkt

Gutachten im Auftrag des BMWi haben untersucht, ob der Strommarkt ausreichend Kapazitäten anreizt, um eine sichere Versorgung der Verbraucher zu gewährleisten, oder ob zusätzlich ein Kapazitätsmarkt erforderlich ist. Mit der Fragestellung wurden die Beratungsunternehmen Frontier Economics, Formaet und Consentec sowie Connect Energy Economics und r2b energy consulting beauftragt. Sie haben zudem untersucht, welche Auswirkungen Kapazitätsmärkte hätten. Ziel war es, eine „Meta-studie“ zu erstellen, welche die derzeit intensiv diskutierten Modelle für Kapazitätsmärkte untersucht und bewertet (siehe Kapitel 9.1.). Die Gutachten selbst entwickeln kein eigenes Modell für einen Kapazitätsmarkt. Sie können von der Internetseite des BMWi heruntergeladen werden.¹¹

Wesentliche Ergebnisse der Strommarktgutachten

Die Gutachten kommen zu dem Ergebnis, dass Kapazitätsmärkte ebenso wie der Strommarkt in seiner heutigen Struktur ausreichend Kapazitäten anreizen können, um eine sichere Versorgung der Verbraucher zu gewährleisten. Der Strommarkt in seiner heutigen Struktur führt zu einem Kapazitätsniveau gemäß den Präferenzen der Verbraucher. Mit Kapazitätsmärkten oder Reserven kann auch ein höheres Kapazitätsniveau vorgehalten werden, als es sich aus dem Strommarkt heraus ergibt.

Die Gutachter raten von Kapazitätsmärkten ab. Diese bergen erhebliche Ausgestaltungsrisiken. Eine sichere Versorgung gewährleisten Kapazitätsmärkte nur, wenn sie richtig ausgestaltet sind. Die praktischen Erfahrungen beispielsweise in den USA zeigen, dass die richtige Ausgestaltung schwierig ist, viele Jahre dauert und ein großer Nachsteuerungsbedarf zum Beheben von Regulierungsfehlern bestehen kann. Kapazitätsmärkte führen zu höheren Systemkosten und bergen zudem erhebliche Gefahren für die Umsetzung der Energiewende (insbesondere Überkomplexität, Fehlsteuerungspotenzial, Ineffizienz, reduzierte Flexibilisierungsanreize, Irreversibilität, Pfadabhängigkeit).

Die Gutachten empfehlen daher die Optimierung des Strommarktes. Hierzu identifizieren sie verschiedenen Maßnahmen. Diese sind jedoch nicht nur für die Vorhaltefunktion erforderlich. Als „Sowieso-Maßnahmen“ müssen sie bereits für einen sicheren, kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz der Erzeuger und flexiblen Verbraucher umgesetzt werden (siehe Kapitel 8.1). Zugleich stärken sie die Anreize der Marktakteure zur Kapazitätsvorhaltung und zur Absicherung von Preis- und Mengenrisiken. Für den Fall, dass eine zusätzliche Absicherung der Stromversorgung politisch gewünscht sei, d. h. ein höheres Kapazitätsniveau vorgehalten werden soll, als es sich aus dem Strommarkt heraus ergibt, empfehlen die Gutachten eine Reserve außerhalb des Strommarkts. Eine Reserve sei einfach umzusetzen, kostengünstig und bewahre die Funktionsfähigkeit des Strommarktes.

Im Folgenden werden weitere zentrale Ergebnisse der Gutachten dargestellt:

Versorgungssicherheit auf dem Strommarkt bedeutet: Verbraucher können Strom beziehen, wenn ihre Zahlungsbereitschaft (Nutzen) höher ist als der Marktpreis (Kosten). Bei der Bewertung der Versorgungssicherheit auf dem Strommarkt ist zudem eine europäische Sichtweise erforderlich. Der deutsche Strommarkt ist mit den Strommärkten der Nachbarländer gekoppelt, dadurch ergeben sich große Ausgleichseffekte – insbesondere bei der Last und der Einspeisung der erneuerbaren Energien. Zugleich müssen Flexibilitätsoptionen wie Lastmanagement und Netzersatzanlagen berücksichtigt werden.

Ordnungspolitische und beihilferechtliche Gründe erfordern eine sorgfältige Analyse. Kapazitätsmärkte erfordern erhebliche regulatorische Eingriffe. Diese Eingriffe sollten aus ordnungspolitischer Perspektive nur erfolgen, wenn der Strommarkt strukturell (und nicht nur kurzzeitig infolge von Anpassungsprozessen in der Übergangsphase) zu wenig Kapazität vorhält und weniger tiefe Eingriffe nicht ausreichen.

Fehlende Deckungsbeiträge sind per se kein Indikator für den Bedarf an staatlichen Interventionen. Derzeit können einige konventionelle Bestandskraftwerke ihre Vollkosten

11 Die verschiedenen Studien gehen auf einen Auftrag des Kraftwerksforums des BMWi vom Mai 2013 zurück (s. Bericht des Kraftwerksforums an die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder).

im Markt nicht oder kaum decken; Neuinvestitionen rentieren sich nur unter besonders günstigen Umständen. Diese Situation ist im Wesentlichen auf bestehende Überkapazitäten und die daraus resultierenden niedrigen Strompreise zurückzuführen (siehe Kapitel 1). Sie ist kein Indikator für die Notwendigkeit, in den Markt einzugreifen.

Es ist wirtschaftlich rational, dass Neuinvestitionen sich gegenwärtig nur unter besonders günstigen Umständen rechnen. Denn in den nächsten 10 Jahren werden voraussichtlich kaum neue Kraftwerke benötigt. In den nächsten 10 Jahren werden über die im Bau befindlichen Kraftwerke und die Reaktivierung einiger nur vorübergehend stillgelegter Anlagen hinaus wenige Spitzenlastkapazitäten (z. B. Motorkraftwerke oder Gasturbinen) benötigt¹². Diese haben geringe Investitionskosten, können in kurzer Zeit gebaut werden, sind flexibel einsetzbar und können auch bei geringen Ausnutzungsdauern rentabel betrieben werden. Zugleich werden andere technische Optionen wie Lastmanagement und Netzersatzanlagen eine größere Bedeutung erlangen.

Die Gutachter haben sich mit den Befürchtungen und Argumenten auseinandergesetzt, der Strommarkt reize nicht ausreichend Kapazitäten an. Sie beschreiben, dass

- der heutige Strommarkt neben der Stromproduktion auch Leistungsvorhaltung entlohnt,
- die benötigten Kraftwerke zukünftig ausreichende Deckungsbeiträge erwirtschaften können,
- externe Effekte für Erzeuger gering und vermeidbar sind und
- weiterhin Investitionen getätigt werden können (r2b 2014 und Frontier et al. 2014).

Modellrechnungen ergeben, dass alle für die Versorgungssicherheit notwendigen Kraftwerke ihre Fixkosten decken können. Voraussetzung hierfür ist, dass die Preisbildung am Großhandelsmarkt (Spotmarkt) über das sog. „peak-load pricing“ (siehe Kapitel 1.2) möglich ist. Dafür bedarf es gelegentlicher Preisspitzen. Die Nachfrage wird in diesen Situationen mit hoher Residuallast neben Spitzenlastkraftwerken durch weitere Flexibilitätsoptionen, wie beispielsweise Lastmanagement und Netzersatzanlagen, gedeckt.

Zudem ist es laut der Gutachten effizient, die Versorgung mit Lastmanagement und Netzersatzanlagen abzusichern. Anderenfalls würden zusätzlich vorzuhaltende Kraftwerke nur in wenigen Stunden oder gar nicht eingesetzt werden.

Die Gutachter haben die Flexibilitätsoption Lastmanagement intensiv untersucht. Die Analysen von r2b energy consulting ergeben mittel- bis langfristig ein verfügbares Potenzial für Lastreduktion in der Industrie von 10 bis 15 Gigawatt (r2b 2014). Die Analysen von Frontier ergeben für Teilbereiche der Industrie (mit hohem Stromverbrauch, geringer Wertschöpfung und hoher Flexibilität) mittel- bis langfristig ein Potential für Lastreduktion von 5-10 GW (Frontier et al. 2014). Dieses Potenzial kann schnell und zu geringen Kosten erschlossen werden. Die Erschließbarkeit dieses Lastmanagementpotentials wird derzeit noch kontrovers diskutiert, insbesondere die Höhe der erforderlichen Investitionen. Der Strommarkt ist nach Einschätzung der Gutachter aber selbst in dem Fall funktionsfähig, in dem keine zusätzlichen Lastmanagementpotenziale erschlossen werden (r2b 2014).

Eine weitere von den Gutachtern analysierte Flexibilitätsoption sind Netzersatzanlagen. Viele Einrichtungen wie Flughäfen, Fußballstadien oder Rechenzentren sichern sich über Netzersatzanlagen gegen vorübergehende lokale Stromausfälle infolge von Netzstörungen ab. Diese Anlagen sind also bereits vorhanden und könnten schnell und kostengünstig für den Strommarkt genutzt werden. Während sie dem Strommarkt zur Verfügung stehen, sichern sie weiterhin ihre jeweilige Einrichtung ab und übernehmen bei lokalen Netzstörungen die Ersatzversorgung ihres Standorts. r2b energy consulting ermittelt bei konservativer Abschätzung ein Potential an Netzersatzanlagen von 5 bis 10 Gigawatt, das schnell und zu geringen Kosten erschließbar ist (r2b 2014). Diese Potentiale bestätigen auch andere in dieser Untersuchung berücksichtigte Studien. Das BMWi prüft, ob Netzersatzanlagen kurzfristig für den Redispatch aktivierbar sind, um die Netzreserve zu entlasten.

Lastmanagement und Netzersatzanlagen verringern die Preisausschläge am Spotmarkt. Werden diese Kapazitäten in größerem Umfang erschlossen, dann verstetigen sie die Strompreise. Das heißt, wenn viel Lastmanagement nutzbar ist, dann stellen sich geringere Preisspitzen für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage (Gleichgewichtssituation) am Strommarkt ein. Der europäische Stromhandel

12 Diese Aussage wird auch durch andere aktuelle Gutachten gestützt, etwa die Studie von Öko-Institut und Fraunhofer ISI für das Bundesumweltministerium (Öko-Institut/Fraunhofer ISI 2014).

hat ebenfalls einen dämpfenden Effekt auf die Preisausschläge, weil er das potentielle Angebot an Erzeugungskapazitäten in Deutschland um Kapazitäten im Ausland ausweitet und Ausgleichseffekte bei der Last nutzbar macht. In den Modellrechnungen von r2b liegen die für die Refinanzierung der Investitionen erforderlichen Preisspitzen weit unter der technischen Preisgrenze des Day-Ahead-Marktes. Dabei liegen die zehn teuersten Stunden im Jahr 2020 im Durchschnitt unter 200 Euro/MWh und die teuerste Stunde bei rund 400 Euro/MWh. Im Jahr 2030 liegen die zehn teuersten Stunden unter 700 Euro/MWh und die teuerste bei rund 1200 Euro/MWh (r2b 2014). Sollten Lastmanagement und Netzersatzanlagen in geringerem Umfang zur Verfügung stehen, als im Gutachten angenommen, funktioniert der Strommarkt infolge des „peak-load pricing“ dennoch. Dann sind die Preisspitzen höher, aber gleichzeitig auch seltener (r2b 2014, Frontier et al 2014).

Private Haushalte und viele Unternehmen können sich gegen Preisspitzen des Spotmarktes absichern. Stromanbieter bieten ihren Kunden Tarife auf Basis der durchschnittlichen Strompreise. Durch die Trennung von Groß- und Einzelhandel haben selbst deutliche Preisspitzen in wenigen Stunden für diese Kunden nur einen geringen Einfluss.

Industrielle Stromverbraucher können sich über den Terminmarkt gegen Preisspitzen am Spotmarkt absichern und von Lastmanagement profitieren. Die Industrieverbraucher können sich beispielsweise anhand von Terminkontrakten Strom zu günstigen Preisen sichern („hedging“). Bei Preisspitzen können sie durch Lastmanagement zusätzliche Erlöse erzielen, indem sie den bereits zu einem geringeren Preis beschafften Strom am Großhandelsmarkt wieder verkaufen.

Externe Effekte für Erzeuger sind gering und vermeidbar, sie haben keinen relevanten Einfluss auf die Versorgungssicherheit. Die Gutachten haben die Auswirkung von externen Effekten auf die Versorgungssicherheit untersucht. Externe Effekte für Erzeuger können entstehen, wenn sie in Extremsituationen aufgrund von Systemstabilitäts-Maßnahmen nicht einspeisen können und ihnen dadurch Einnahmen entgehen. Die Gutachten kommen zu dem Ergebnis, dass diese externen Effekte für Erzeuger in der derzeitigen Praxis nicht vollständig auszuschließen sind. Sie haben jedoch keinen relevanten Einfluss auf Investitionen von Erzeugungsanlagen und damit auf die Versorgungssicherheit. Um einen Einfluss auf Investitionen sicher zu vermeiden, könnten Erzeuger analog zu den Regeln

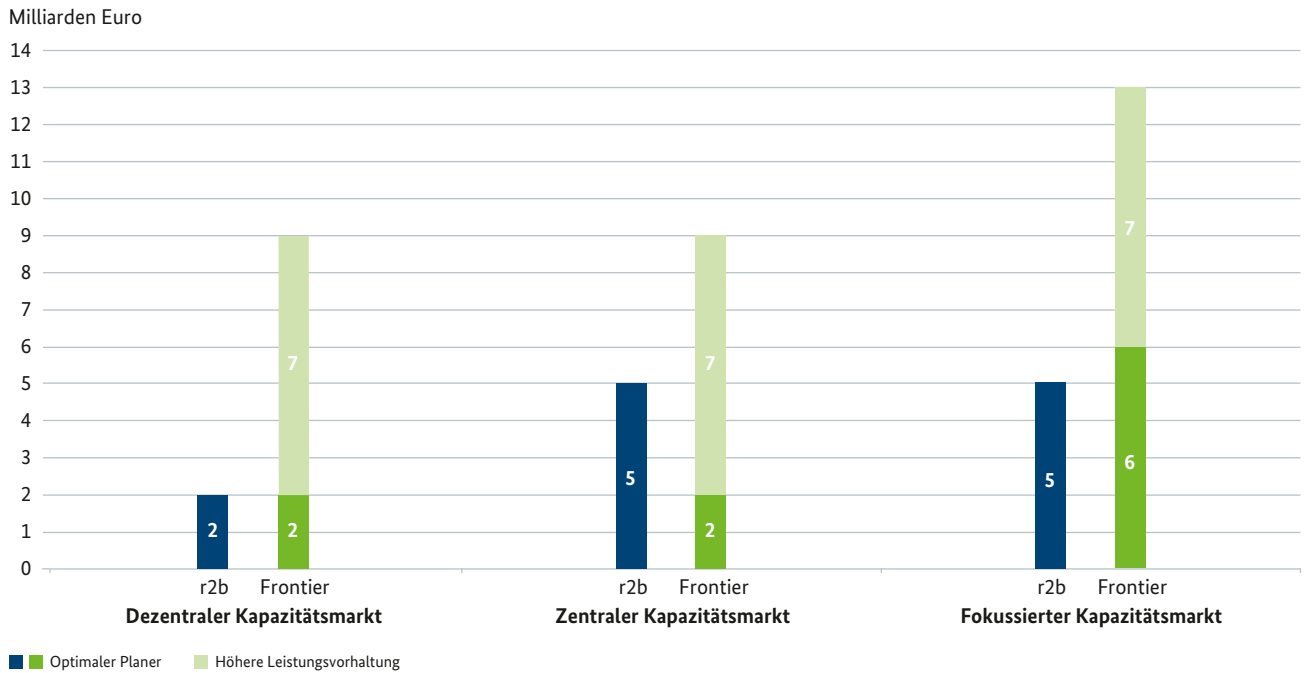
beim Redispatch und Einspeisemanagement für entgangene Einnahmen vollständig kompensiert werden, wenn sie vom Netzbetreiber infolge von Maßnahmen zum Erhalt der Systemstabilität bei hoher Residuallast abgeschaltet werden.

Auswirkungen auf die Systemkosten. Beide Gutachten haben die Gesamtkosten der verschiedenen Optionen modelliert. Sie kommen zu dem Ergebnis, dass die Unterschiede zwischen den Systemkosten (ausgefüllte Fläche) dann moderat sind, wenn in den Simulationen ein perfekter, gut informierter Systemplaner unterstellt wird (Frontier Impact Assessment 2014, r2b 2014). Es bestehen jedoch erhebliche Kostenrisiken, wenn der Systemplaner Fehler macht und bestimmte Parameter suboptimal einstellt. Wird beispielsweise fehlerhaft in einem Kapazitätsmarkt eine höhere Kapazitätsvorgabe gewählt, erhöhen sich die Systemkosten z.T. erheblich. Dies illustrieren die Simulationen von Frontier Economics (schraffierter Teil). Die Kostenrisiken sind dabei umso höher, je höher (wie bei umfassenden Kapazitätsmärkten) die Eingriffsintensität der Mechanismen ist. Weitere wesentliche Einflussgrößen mit Kostenrisiken sind insbesondere die Vielzahl der festzulegenden Parameter in den verschiedenen Mechanismen.

Auswirkungen auf die nationalen CO₂-Emissionen. Das Gutachten von r2b energy consulting hat im Rahmen der Impact-Analyse die Auswirkungen der verschiedenen Handlungsoptionen auf die nationalen CO₂-Emissionen untersucht. Es kommt zu dem Ergebnis, dass bei kostenoptimaler Ausgestaltung sowohl dezentrale als auch zentrale umfassende oder fokussierte Kapazitätsmärkte im Vergleich zu einem optimierten Strommarkt ohne Kapazitätsmärkte zu einem leichten Anstieg der CO₂-Emissionen in Deutschland führen können (r2b 2014).

Schlussfolgerungen aus den Gutachten: Die Akzeptanz von Preisspitzen am Großhandelsmarkt ist entscheidend. Die Ausgangsfrage, ob der Strommarkt in der heutigen Struktur für ausreichend Kapazitäten sorgt oder ob zusätzlich ein Kapazitätsmarkt nötig ist, zielt im Kern darauf ab, ob das Auftreten von gelegentlichen Preisspitzen am Strommarkt akzeptiert wird. Mit beiden Optionen kann eine sichere Versorgung der Verbraucher gewährleistet werden. Mit Kapazitätsmärkten oder Reserven kann ein höheres Kapazitätsniveau vorgehalten werden, als es sich aus dem Strommarkt heraus ergibt. Kapazitätsmärkte können zudem Preisspitzen am Spotmarkt verringern. Dadurch kommt jedoch ein neuer Kostenbestandteil hinzu, der auf die Stromverbraucher umgelegt werden muss (Kapazitäts-Umlage).

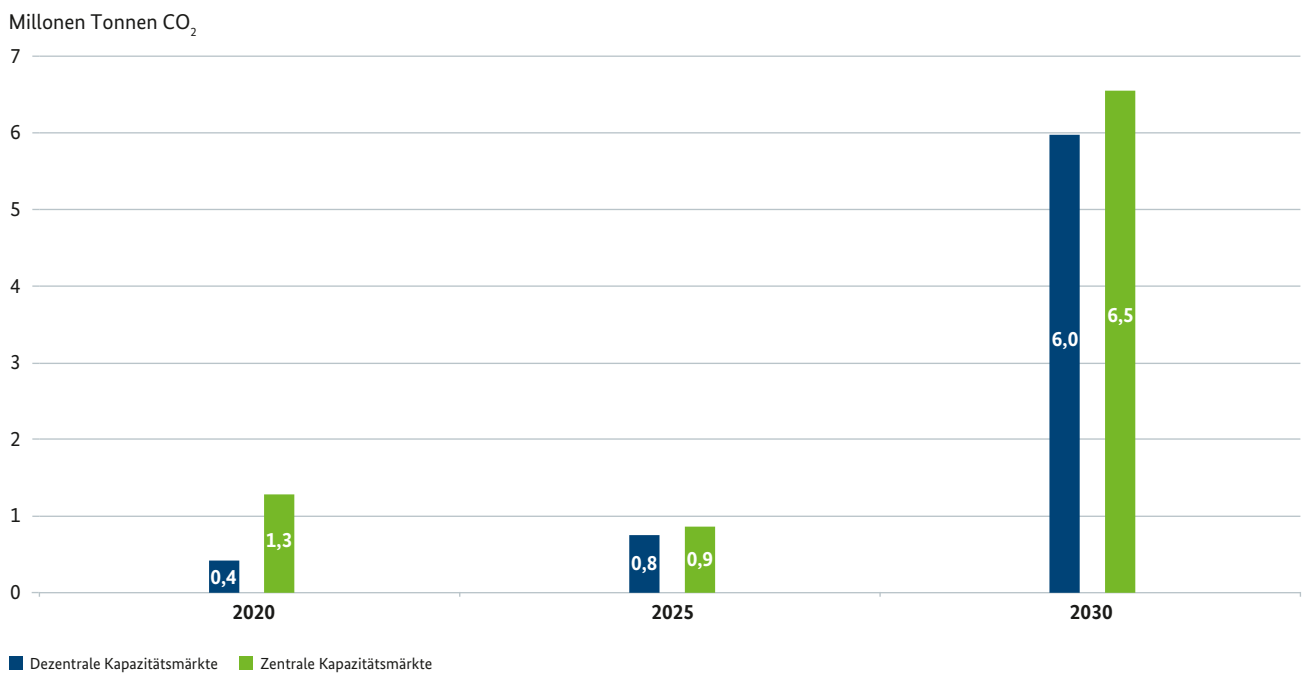
Abbildung 4: System-Mehrkosten der Kapazitätsmechanismen im Vergleich zum Strommarkt 2.0¹



1) Dargestellt sind die Barwerte der Systemkosten im Modellzeitraum von 2014 – 2030 bei r2b und 2015 – 2039 bei Frontier, jeweils als Differenz im Vergleich zum optimierten Strommarkt.

Quelle: Eigene Darstellung nach r2b und Frontier

Abbildung 5: Erhöhung der nationalen CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung gegenüber Strommarkt 2.0 (Referenzszenario)



Quelle: r2b energy consulting

Kapitel 10: Zusammenarbeit mit Nachbarländern

Deutschland arbeitet mit seinen Nachbarländern an einem gemeinsamen Konzept für Versorgungssicherheit.

Eine europäische Sicht auf Versorgungssicherheit bringt große Vorteile. Denn der Spitzenbedarf, für den Kapazitäten nötig sind, tritt in den Ländern zu unterschiedlichen Zeiten auf. Bei einer europäischen Betrachtung müssen daher national weniger Kapazitäten vorgehalten werden: Dies erhöht die Versorgungssicherheit und senkt die Kosten. Seit Juli 2014 führt das BMWi Gespräche zum Thema Versorgungssicherheit mit Deutschlands Nachbarstaaten (gemeinsame Definition und ein gemeinsames Monitoring von Versorgungssicherheit, siehe Kapitel 7).

Die Grundsatzentscheidung für einen optimierten Strommarkt oder die zusätzliche Einführung eines Kapazitätsmarktes wird Deutschland im Dialog mit den europäischen Partnern und der Europäischen Kommission treffen.

Die Diskussion um die Vorhaltung von Kapazitäten wird in vielen Ländern Europas geführt. Einige europäische Länder wie die Niederlande, Österreich, Norwegen, Schweden und Finnland setzen auf einen optimierten Strommarkt. Finnland und Schweden sowie neuerdings auch Belgien und Dänemark sichern ihn durch eine Reserve ab. Andere Länder haben sich für einen Kapazitätsmarkt oder Zahlungen an spezifische Kapazitäten entschieden. Derzeit implementiert beispielsweise Frankreich einen dezentralen Kapazitätsmarkt und Großbritannien steht kurz vor der ersten Ausschreibung seines zentralen Kapazitätsmarktes. Die Entscheidung für einen optimierten Strommarkt oder einen zusätzlichen Kapazitätsmarkt will Deutschland mit den anderen europäischen Mitgliedstaaten und der Europäischen Kommission eng abstimmen. Dabei sollen mögliche Wechselwirkungen der jeweiligen Modelle, aber auch Wege einer besseren Koordinierung eine wesentliche Rolle spielen.

Die Europäische Kommission hat strenge Regeln für die Einführung eines Kapazitätsmarktes aufgestellt.

Kapazitätsmärkte werden von der Europäischen Kommission rechtlich als Beihilfe eingestuft; sie stellen einen erheblichen Regulierungseingriff dar. Aus Sicht der Europäischen Kommission sollten Regulierungseingriffe nur erfolgen, wenn der Strommarkt strukturell zu wenig Kapazität vorhält und weniger tiefe Eingriffe nicht ausreichen. Dabei unterscheidet die Kommission zwischen vorübergehenden Problemen in der Übergangsphase und strukturellen Problemen. In ihren aktuellen Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien verlangt sie den Nachweis, dass der Markt ohne staatliche Intervention keine ausreichenden Kapazitäten hervorbringen kann (EU-Kommission 2014). Bedenken hat die Kommission insbesondere bei nicht koordinierten nationalen Kapazitätsmärkten, weil sie das mit den Binnenmarktpaketen angestrebte „level-playing-field“ verzerren und die Effizienzgewinne des europäischen Binnenmarktes verringern können.

nierten nationalen Kapazitätsmärkten, weil sie das mit den Binnenmarktpaketen angestrebte „level-playing-field“ verzerren und die Effizienzgewinne des europäischen Binnenmarktes verringern können.

Nationale Alleingänge können die Effektivität eines Kapazitätsmarktes verringern und Ineffizienzen innerhalb des Binnenmarktes verursachen.

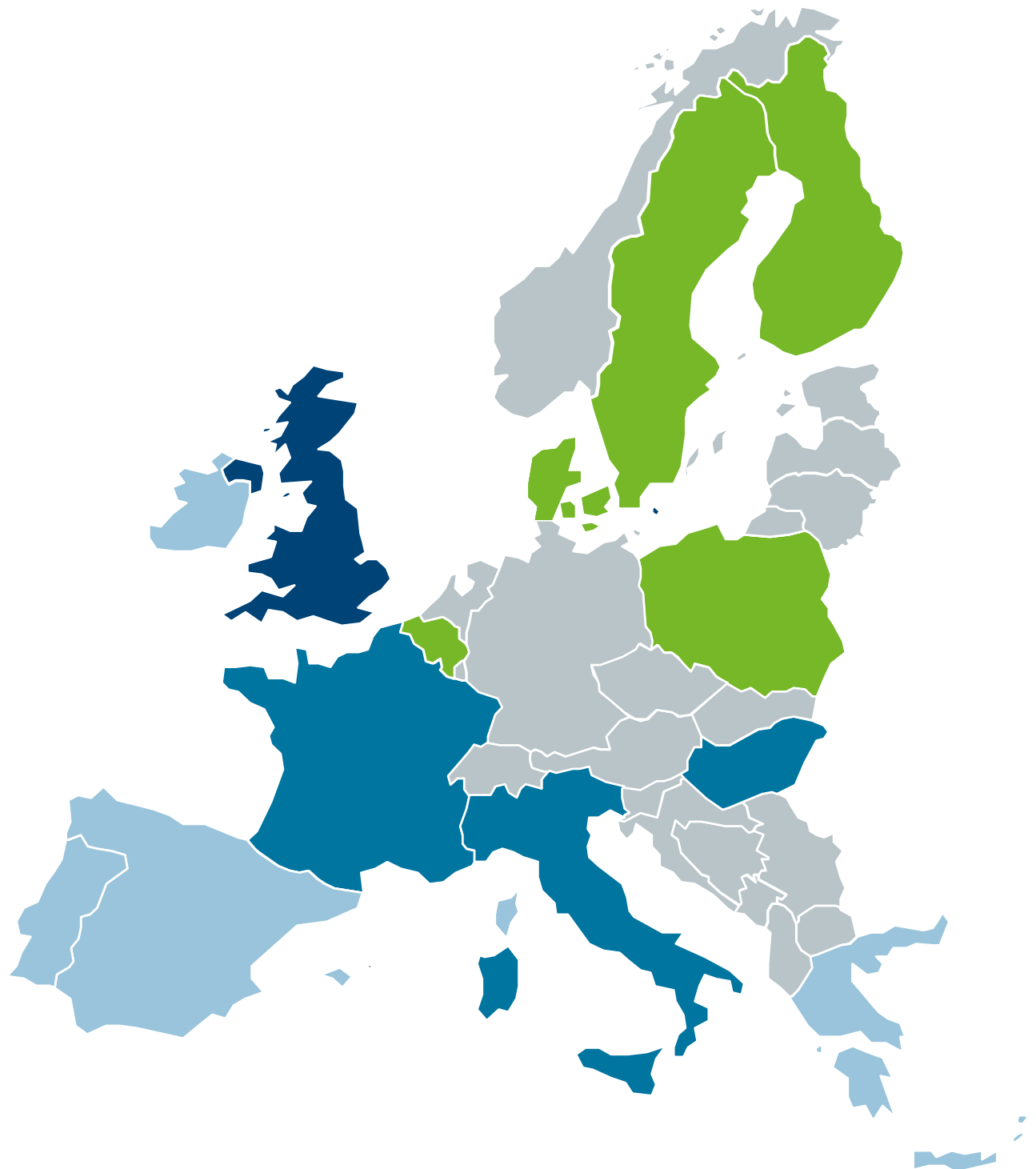
Da die Strommärkte zwischen Deutschland und seinen Nachbarstaaten gekoppelt sind, könnten zusätzliche Kapazitäten, die in Deutschland durch einen Kapazitätsmarkt angereizt würden, Kapazitäten in anderen Ländern zum Teil substituieren (siehe Kasten in Kapitel 9). Würden in mehreren Ländern Kapazitätsmärkte unkoordiniert eingeführt, könnten zudem erhebliche Überkapazitäten entstehen.

Kapazitätsmärkte müssen zumindest unter den europäischen Mitgliedstaaten koordiniert werden.

Eine Voraussetzung für ein abgestimmtes Vorgehen ist ein gemeinsames Verständnis von Versorgungssicherheit unter den Nachbarstaaten sowie der EU-Kommission. Versorgungssicherheit sollte im Idealfall gemeinsam mit den Nachbarn definiert werden. Zudem sollte ein regionales Monitoring der Versorgungssicherheit durchgeführt werden (siehe oben und Kapitel 7). Darauf aufbauend sollte koordiniert werden, welche Kapazitäten insgesamt in der Region vorgehalten werden, damit die Ziele möglichst effizient erreicht werden. Schließlich sollte gemeinsam entschieden werden, wie ausländische Kapazitäten in den nationalen Mechanismen berücksichtigt werden und an ihnen teilnehmen können.

Nächste Schritte

- Das BMWi führt die Initiative zur Versorgungssicherheit mit den Nachbarstaaten fort. Ein Follow-up zum ersten Treffen im Juli 2014 findet im November 2014 statt. Ziele der Initiative sind: eine gemeinsame Definition von Versorgungssicherheit (einheitliche Methodik und Kenngröße), die Erstellung eines gemeinsamen Versorgungssicherheitsberichtes mit einem länderübergreifenden Monitoring und perspektivisch, soweit möglich und gewollt, eine gemeinsame Gewährleistung von Versorgungssicherheit.
- Die Arbeiten des Pentilateralen Energieforums (DE, FR, AT, BENELUX, CH) werden in den Prozess eingebracht.

Abbildung 6: Kapazitätsmärkte und Kapazitätsreserven in Europa

■ Kapazitätsmarkt ■ Kapazitätsmarkt in der Umsetzung ■ Kapazitätzahlungen ■ Kapazitätsreserve

Quelle: Darstellung auf Basis von CEPS (2014), DIW (2013), Frontier (2014)

Kapitel 11: Kapazitätsreserve zur Absicherung

In den kommenden Jahren durchläuft der Strommarkt eine Übergangsphase. Bis zur Mitte der 2020er Jahre wird sich der Strommarkt erheblich verändern. Die Herausforderungen dieser Übergangsphase sind insbesondere die fortschreitende Binnenmarktintegration, der Kernenergieausstieg bis 2022 und der Übergang zu einem insgesamt effizienten Stromsystem, in dem flexible Erzeugern und Verbraucher sowie Speicher auf das fluktuierende Darangebot aus Wind und Sonne reagieren (siehe Kapitel 2.1). Die Veränderungen können in den kommenden Jahren Unsicherheiten für Investoren bedeuten. Dies kann auch in einem grundsätzlich funktionierenden Strommarkt Investitionen verzögern. Zur Absicherung des Übergangs bedarf es eines zusätzlichen Instrumentes. Dies gilt sowohl für den Fall, dass der Strommarkt optimiert, aber in seiner heutigen Grundstruktur beibehalten wird, als auch bei Einführung eines Kapazitätsmarktes.

Eine Kapazitätsreserve soll die Stromversorgung zusätzlich zu den an den Strommärkten aktiven Erzeugungsanlagen absichern. Sie ist so auszugestalten, dass sie diese Aufgabe zuverlässig erfüllen kann (Frontier/Consentec 2014 u. r2b 2014). Vergleichbare Absicherungskonzepte schlagen auch der BDEW (Einführung eines Übergangsinstrumentes, bis der dezentrale Kapazitätsmarkt umgesetzt ist), der VKU (parallele Einführung einer Sicherheitsreserve zur Absicherung des Kapazitätsmarktes) und ein gemeinsames Papier von Verbänden und Wissenschaft (BDEW/BEE/VKU u. a. 2013) vor. Internationale Erfahrungen zeigen, dass die Schaffung von Kapazitätsmärkten von der Grundsatzentscheidung bis zur vollen Funktionsfähigkeit mehrere Jahre in Anspruch nimmt. Es ist daher in jedem Fall geboten, für die Übergangsphase ein Sicherheitsnetz in Form einer Kapazitätsreserve einzuziehen.

Die Kapazitätsreserve darf die Investitionssicherheit am Strommarkt nicht beeinträchtigen. Die Kapazitätsreserve wird von den Übertragungsnetzbetreibern wettbewerblich beschafft und ausschließlich von ihnen eingesetzt. Anlagen, die in der Kapazitätsreserve kontrahiert werden, dürfen die Kraftwerksbetreiber nicht mehr am Strommarkt einsetzen. Dies stellt sicher, dass das Marktgeschehen unbeeinträchtigt bleibt. Die Kapazitätsreserve darf nur eingesetzt werden, wenn es am Strommarkt nicht zu einem Ausgleich von Angebot und Nachfrage kommt. Dies unterscheidet sie von der Netzreserve, welche unabhängig davon Kapazität für Redispatch zur Verfügung stellt, um die Netzengpässe zu überbrücken. Der Einsatz der Kapazitätsreserve ist somit vergleichbar mit der Regelleistung: Sie wird als Systemdienstleistung erst nach Abschluss aller Marktgeschäfte eingesetzt, ähnlich dem Vorschlag der Bundesnetzagentur und der E-Bridge-Studie 2013 für TenneT (E-Bridge 2013). Damit lässt sie die Preisbildung und den Wettbewerb sowie das Investitionskalkül der Akteure am Strommarkt unberührt. Bilanzkreisverantwortliche, die ihre Lieferverpflichtungen nicht decken können und den Einsatz der Reserve verursachen, müssen verursachergerecht die vollen Kosten einschließlich der Vorhaltung hierfür tragen. Der Mechanismus ist schnell umsetzbar, mikroinvasiv und kompatibel mit dem europäischen Binnenmarkt.

Eine Kapazitätsreserve könnte auch die Netzengpässe in Süddeutschland adressieren. Die Netzsituation in Süddeutschland bleibt voraussichtlich auch bis nach 2020 angespannt (siehe Kapitel 5). Daher ist ein Instrument wie die Netzreserve für diesen Zeitraum als Übergangsinstrument erforderlich. Die Kapazitätsreserve könnte auch eine Regionalkomponente beinhalten und so die Funktion der Netzreserve übernehmen.

Nächster Schritt

Das BMWi implementiert eine Kapazitätsreserve unter Berücksichtigung der bereits bestehenden Netzreserve.

Kapitel 12: Weiteres Verfahren

Mit dem Grünbuch eröffnet das BMWi eine öffentliche Konsultation. Im Rahmen der Konsultation kann die Öffentlichkeit zum Grünbuch Stellung nehmen. Die Stellungnahmen können bis zum 1. März 2015 an folgende E-Mail-Adresse geschickt werden: gruenbuch-strommarkt@bmwi.bund.de.

Alle Stellungnahmen werden bei Einverständnis des jeweiligen Absenders auf der Internetseite des BMWi veröffentlicht.

Das BMWi wird das Grünbuch mit den Bundestagsfraktionen, den Ländern und den gesellschaftlichen Gruppen erörtern.

Parallel führt das BMWi die Diskussion in der Plattform Strommarkt weiter. Die Plattform Strommarkt hat ihre Arbeit in der Vorbereitung auf dieses Grünbuch im Sommer 2014 begonnen. Sie umfasst vier fachspezifische Arbeitsgruppen und ein Plenum. Weiterführende Informationen sind auf der Internetseite des BMWi der Öffentlichkeit zugänglich gemacht (<http://bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/plattform-strommarkt.html>).

Das BMWi wird das Grünbuch auch im Rahmen seines Dialogs mit den Nachbarländern und der Europäischen Kommission beraten. Denn gemeinsame Lösungen im Rahmen des europäischen Binnenmarktes weisen deutliche Kostenvorteile auf. Der Dialog mit den Nachbarländern wurde im Sommer 2014 in einer hochrangigen Arbeitsgruppe unter Leitung des zuständigen Staatssekretärs im BMWi begonnen. Die Arbeitsgruppe hat bislang vor allem Fragen der Versorgungssicherheit und der Förderung erneuerbarer Energien behandelt (siehe Kapitel 7 und 10). Das BMWi wird den Dialog fortsetzen und weiter vertiefen.

Unter Berücksichtigung der Konsultationsbeiträge zum Grünbuch, der oben genannten Beratungen sowie des Dialogs mit den Nachbarländern wird das BMWi einen Regelungsvorschlag erarbeiten. Dieser wird die Eckpunkte für das zukünftige Strommarktdesign enthalten und in Form eines Weißbuches veröffentlicht. Nach einer erneuten Konsultation wird auf dieser Basis ein Gesetzgebungsvorschlag erarbeitet.

Quellenverzeichnis

50Hertz et al (2014): Anbieterliste präqualifizierte Anbieter, Stand 15.07.14; abgerufen unter <https://www.regelleistung.net>, 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

AG Interaktion (2012): Bericht der AG 3 Interaktion an den Steuerungskreis der Plattform Erneuerbare Energien, die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder

BDEW (2013): Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarkts, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

BDEW/BEE/VKU et al (2013): Fachdialog Strommarktdesign: die nächsten Schritte. Ergebnisbericht; Connect Energy Economics im Auftrag des Bundesumweltministeriums mit BDEW, BEE, VKU, Consentec, Enervis, Energy Brainpool, r2b energy consulting; Berlin

BMWi (2014): Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 Abs. 2a EnWG zur Wirksamkeit und Notwendigkeit der Maßnahmen nach den §§ 13 Abs. 1a und 1b, 13a-c und 16 Abs. 2a EnWG

BMWi (2013): Bericht des Kraftwerksforums an die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder

BNetzA (2013): Monitoringbericht 2013. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB; Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt

CEPS (2014): Juncker's Mission to the New Energy Team: Avoiding the hard choices; CEPS Commentary

Connect (2014): Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns, Connect Energy Economics im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

DIW (2014): Europäische Perspektive für Versorgungssicherheit auf Strommärkten notwendig; DIW Roundup

E-Bridge (2013): Towards a sustainable market model. Why there is a need for a modified market model, im Auftrag von TenneT

E-Bridge/IAEW/Offis (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland; E-Bridge, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Offis im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Ecofys/Consentec (2013): Untersuchungen zur Notwendigkeit einer weitergehenden Systemsteuerung zur Einhaltung der Systembilanz; Ecofys Germany GmbH, Consentec GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

Ecofys/RAP (2014): Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage; im Auftrag von Agora Energiewende

Energy Brainpool (2013): Vergleichende Untersuchung aktueller Vorschläge für das Strommarktdesign mit Kapazitätsmechanismen

Energy Brainpool (2014a): Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen. Eine Analyse der aktuellen Entwicklung und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz; Energy Brainpool im Auftrag von Agora Energiewende

Energy Brainpool (2014b): Prognose der Stromabgabe an Letztverbraucher bis 2018, Energy Brainpool GmbH im Auftrag der TransnetBW GmbH

Enervis/BET (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland; enervis energy advisors, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung im Auftrag des Verbandes kommunaler Unternehmen (VKU)

ENTSO-E (2014): Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014-2030; European Network of Transmission System Operators for Electricity

Epex Spot (2014): Negative Preise – häufig gestellte Fragen. Wie sie entstehen, was sie bedeuten. EPEX SPOT, abgerufen am 04.09.14 unter http://www.epexspot.com/de/Unternehmen/grundlagen_des_stromhandels/negative_preise

EU-Kommission (2014): Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, Abl. 2014/C 200/01

EWI (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

Fraunhofer ISI (2014): Aktualisierung der Berechnungen für die Präsentation von Dr. Sensfuss im Rahmen der AG 3 Interaktion 2012

Frontier et al (2014): Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? Frontier economics, Formaet Services GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

IZES (2013): Aktionsprogramm flexible Kapazitäten. Die nächsten Schritte zum Erhalt der Strom-Versorgungssicherheit; Institut für Zukunfts-Energie-Systeme im Auftrag von Greenpeace e.V.

Magritte Group (2014): Calls for immediate and drastic measures to safeguard Europe's energy future

Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2014): Klimaschutzszenario 2050; im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Öko-Institut/LBD/Raue (2012): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem; im Auftrag der Umweltstiftung WWF Deutschland

PJM (2014): Problem Statement on PJM Capacity Performance Definition

R2b (2014): Endbericht Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen; r2b energy consulting im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

TradeWind (2009): Integrating Wind. Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power

ÜNB (2014): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2013 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5; 50 hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW

