

Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt

Übersicht	Seite
1. Auswirkungen von Kapazitätsmärkten auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	2
2. Einbeziehung der Stromverbraucher in den Strommarkt	13
3. Sicherstellung der Stromversorgung	15
4. Verpflichtende Direktvermarktung und heutiger Strommarkt	17
5. Schlussfolgerungen und weiteres Vorgehen	21
Hintergrundinformationen	
A. Besonderheiten des Stromversorgungssystems im Vergleich mit üblichen Märkten	24
B. Preisbildung im Stromgroßhandelsmarkt	27
C. Bedeutung einer sicheren Stromversorgung	30
D. Literaturverzeichnis	33

Wichtigste Ergebnisse und Handlungsbedarf

Kapazitätsmärkte wie der von der Elektrizitätswirtschaft geforderte dezentrale Leistungsmarkt benachteiligen Windkraft- und PV-Anlagen. Deshalb sollte jetzt nicht ein Kapazitätsmarkt eingerichtet, sondern es sollten die erheblichen Weiterentwicklungsmöglichkeiten des Strommarkts ausgeschöpft werden:

- Flexibilisierung der Börsenstrommärkte,
- Engere Kopplung zwischen Börsenstrommärkten und Regelenenergiemärkten,
- Einbeziehung der Stromverbraucher in den Marktmechanismus.

Dadurch wird zugleich eine entscheidende Voraussetzung für einen kontinuierlichen Übergang von der heutigen in die zukünftige Stromversorgung erfüllt, nämlich ein einheitlicher Strommarkt für konventionelle Kraftwerke und für EE-Stromerzeugungsanlagen mit oder ohne Brennstoffkosten, in dem sich alle Anlagen gleichberechtigt im Wettbewerb befinden.

Zur Sicherstellung der Stromversorgung in Notfällen sollte eine Strategische Reserve im Umfang von einigen GW aufgebaut werden. Dementsprechend ist die Reservekraftwerksverordnung zu novellieren.

Die für das EEG 2014 vorgesehene Verpflichtung zur Direktvermarktung sollte angesichts der Defizite des Strommarkts und der Kraftwerksüberkapazität verschoben oder zumindest auf Großanlagen beschränkt werden.

1. Auswirkungen von Kapazitätsmärkten auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Problemaufriss

Aufgrund des inzwischen 25 %igen Anteils erneuerbarer Energien (EE) an der Stromerzeugung fordert insbesondere die Elektrizitätswirtschaft, die EE-Stromerzeugung nunmehr vollständig in den Strommarkt zu integrieren. Strom aus größeren EE-Anlagen werde bereits direkt an der Strombörse vermarktet, und für PV-Anlagen sei im EEG¹ schon festgelegt, dass die Förderung bei einer Gesamtinstallation von 52 GW auslaufe. Außerdem fordert die Elektrizitätswirtschaft zur Erhaltung der Sicherheit der Stromversorgung die Einrichtung eines sog. Kapazitätsmarkts. Ähnliche Aussagen enthält auch der Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD für die 18. Legislaturperiode des Deutschen Bundestags.

Dagegen befürchten Befürworter der EE, dass der weitere Ausbau der EE-Stromerzeugung bei bloßer Integration in den Strommarkt ohne EEG-Förderung zum Erliegen komme, auch wenn die Stromerzeugungskosten nicht mehr höher als bei konventionellen Kraftwerken seien. Denn es habe sich inzwischen herausgestellt, dass teilweise auch diese Kraftwerke nicht mit den Erlösen aus dem Strommarkt wirtschaftlich betrieben werden könnten.

Damit im Zuge der aktuellen energiepolitischen Maßnahmen keine Festlegungen getroffen werden, die später zu Fehlentwicklungen führen, ist es notwendig, die obigen Forderungen auf nachteilige Auswirkungen auf die Stromerzeugung aus EE zu untersuchen.

¹ Erneuerbare-Energien-Gesetz

Ausgangspunkt ist der heutige Strommarkt. Dieser ist als sog. Energy-Only-Markt (EOM) gestaltet, auf dem nur Strommengen (MWh) gehandelt werden. Defizite des EOM sind seit mehr als zehn Jahren Gegenstand wissenschaftlicher Diskussionen, also lange vor einer nennenswerten EE-Stromerzeugung (ohne Wasserkraft).² Hauptgrund für die Defizite sind fundamentale Unterschiede des Stromversorgungssystems im Vergleich zu üblichen Gütermärkten, vor allem, weil es bisher nicht möglich ist, Strom in großem Umfang wirtschaftlich zu speichern (siehe Hintergrund A und B).

Das genannte Wirtschaftlichkeitsproblem konventioneller Kraftwerke besteht also schon ohne EE-Stromerzeugung. Es wird allerdings durch die EE-Stromerzeugung erheblich verschärft: Zum einen, weil konventionelle Kraftwerke weniger Strom absetzen können, zum anderen, weil der Börsenstrompreis sinkt.

Jedoch betrifft das Wirtschaftlichkeitsproblem noch viel stärker die Stromerzeugung aus Windkraft- und PV-Anlagen und damit ausgerechnet die beiden Hauptsäulen der Energiewende. Das liegt daran, dass sich deren technische und betriebswirtschaftliche Charakteristika grundsätzlich von denen konventioneller Kraftwerke unterscheiden:

- Konventionelle Kraftwerke sind durch moderate Investitionskosten bei teilweise hohen Brennstoffkosten gekennzeichnet, die jedoch erst im Laufe ihrer Betriebszeit anfallen.
- Windkraft- und PV-Anlagen sowie Wasserkraftwerke weisen vergleichsweise hohe Investitionskosten auf. Diese sind bereits während der Errichtung der Anlagen aufzubringen. Jedoch entfallen die Brennstoffkosten. Deshalb ist mit der Errichtung der Anlage die Stromerzeugung über die gesamte Anlagenbetriebszeit im Wesentlichen bezahlt.
- Mit wachsendem Anteil dieser EE-Anlagen an der Stromerzeugung sinkt der Börsenstrompreis, der weitgehend durch die Brennstoffkosten bestimmt wird. Ergebnis ist, dass es solche Anlagen im gegenwärtigen EOM noch schwerer haben als konventionelle Kraftwerke, ausreichende Erlöse für einen wirtschaftlichen Betrieb zu erzielen.

² De Vries L. J.: Securing the public interest in electricity generation markets, Dissertation, Technische Universität Delft, 2004, dort auch frühere Literatur

- Während konventionelle Kraftwerke Strom auf Anforderung erzeugen können, liefern Windkraft- und PV-Anlagen Strom nur dargebotsabhängig, wenn also der Wind ausreichend weht und die Sonne ausreichend scheint. Deshalb sind für die Stromerzeugung von Wind- und PV-Anlagen und damit für die Erlöse anders als bei den konventionellen Kraftwerken nur Wahrscheinlichkeiten angebar mit den entsprechenden Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit und das Investitionsrisiko.
- Um die Dargebotsabhängigkeit der Stromerzeugung aus Windkraft- und PV-Anlagen auszugleichen, sind hochflexible Reserve-Kraftwerke erforderlich, die jedoch teilweise nur wenige hundert Stunden im Jahr und in manchen Jahren auch gar nicht betrieben werden.³ Solche Kraftwerke können am heutigen EOM nicht wirtschaftlich betrieben werden.

Da Deutschland eine Stromversorgung anstrebt, die bis 2050 zu mindestens 80 % auf EE basieren soll, stellt sich die Frage, wie der Strommarkt ausgestaltet werden sollte, damit der Übergang von der heutigen Stromerzeugung auf die zukünftige auf der Basis von EE möglichst kontinuierlich erfolgen kann.

Elektrizitätswirtschaft fordert Kapazitätsmarkt

Wegen der Defizite des heutigen Strommarkts fordert die Elektrizitätswirtschaft neue Marktbedingungen für konventionelle Kraftwerke, insbesondere einen sog. Kapazitätsmarkt.⁴ Mit wachsender EE-Stromerzeugung nehme die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke ab, und damit stehe die Sicherheit der Stromversorgung nicht mehr wie selbstverständlich zur Verfügung. Deshalb sollten Kraftwerke zusätzlich zur Stromerzeugung künftig auch freie Kapazität vermarkten können. Dazu solle der EOM um einen Kapazitätsmarkt in Gestalt eines dezentralen, wettbewerblich organisierten Leistungsmarkts ergänzt werden. Auf diesem sollen Zertifikate für gesicherte elektrische Leistung gehandelt werden (sog. Versorgungssicherheitsnachweise). Stromverbraucher könnten die Zertifikate bei den Stromerzeugern kaufen und sich dadurch die von ihnen benötigte Leistung sichern. Dadurch solle zugleich der zusätzliche Erlös-

³ Stromspeicher sind auf absehbare Zeit nicht wirtschaftlich betreibbar, evtl. mit Ausnahme von Akkumulatoren in Elektrofahrzeugen.

⁴ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarkts, Berlin, Sept. 2013

weg für jene Kraftwerke geschaffen werden, die zur Absicherung der Stromerzeugung dargebotsabhängiger EE-Stromerzeugungsanlagen notwendig seien.

Der BDEW stützt sich dabei auf die der Kürze halber hier so bezeichnete „EWI“-Position.^{5,6} Demnach sei der EOM wegen des Problems am „rechten Rand“ der Merit-Order-Kurve⁷ nicht in der Lage, die notwendigen Neuinvestitionen anzureizen. Denn die Stromnachfrage werde trotz intelligenter Zähler u. dgl. zu preisunelastisch bleiben. Deshalb sei ein Kapazitätsmarkt notwendig. Andernfalls drohe eine Gefährdung der Sicherheit der Stromversorgung.

Kapazitätsmärkte benachteiligen Windkraft- und PV-Anlagen

Kapazitätsmärkte wie der vom BDEW geforderte Leistungsmarkt werfen jedoch ein gravierendes Problem auf:

- Konventionelle Kraftwerke sind steuerbar und können daher Strom auf Anforderung produzieren. Deswegen kann der Betreiber eines konventionellen Kraftwerks einen Vertrag abschließen, in dem er zusichert, dass sein Kraftwerk zu einem bestimmten Termin Strom liefert: Der Betreiber kann gesicherte Leistung zur Verfügung stellen, die abgerufen werden kann, aber nicht muss. Wenn die Leistung in Anspruch genommen wird, wird entsprechend der Zeitdauer Strom erzeugt.
- Dagegen ist die Stromerzeugung mittels Windkraft- und PV-Anlagen dargebotsabhängig. Der Anlagenbetreiber kann deshalb nicht wie bei konventionellen oder anderen steuerbaren Kraftwerken direkt vertraglich zusichern, zu einem bestimmten Termin Strom zu liefern, sondern nur Wahrscheinlichkeitsaussagen über Stromlieferungen machen.

Stromspeicher bei den einzelnen Anlagen zur Kompensation der Dargebotsabhängigkeit sind aus Kostengründen keine Lösung. Verträge zwecks Bündelung einzelner Anlagen zu sog. virtuellen Kraftwerken, vertragliche Absicherungen mit (Reserve-)Kraftwerksbetreibern oder finanzielle Mechanismen wie Optionen sind letztlich nur Hilfskonstruktionen, die Kosten ver-

⁵ EWI: Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign, Köln, März 2012

⁶ Ockenfels (Federführung): Langfristige Steuerung der Versorgungssicherheit im Stromsektor, Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Berlin, Sept. 2013

⁷ siehe Hintergrund B

ursachen. Sie beseitigen nicht die grundsätzliche Benachteiligung von Windkraft- und PV-Anlagen durch Kapazitätsmärkte.

Auch die vorrangige Heranziehung dieser Anlagen im Rahmen des Merit-Order-Mechanismus im EOM beseitigt die Benachteiligung nicht, denn dort erhalten alle produzierenden Kraftwerke denselben Strompreis.

Im Ergebnis kann der Betreiber von Windkraft- und PV-Anlagen aus technischen Gründen keine gesicherte Leistung zur Verfügung stellen, weshalb er durch einen Kapazitätsmarkt wirtschaftlich benachteiligt würde. Das würde zwar den Interessen der Betreiber konventioneller Kraftwerke entgegen kommen, widerspräche jedoch den Zielen der Energiewende, wonach weiterhin eine breite Mobilisierung von Unternehmen und Bürgern für die Stromerzeugung aus Windkraft- und PV-Anlagen erforderlich ist.

Gegenpositionen zu Kapazitätsmärkten

Im Gegensatz zum BDEW beurteilt der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Tennet Kapazitätsmärkte skeptisch.⁸ Es fehle jeglicher Anreiz für die Kraftwerksbetreiber, das Volumen eines Kapazitätsmarkts zu begrenzen. Deshalb bestehe die Gefahr, dass dieser von Jahr zu Jahr wachse, was sehr teuer werden könne. Der ÜNB Amprion teilt dem Vernehmen nach diese Auffassung.

Tennet stützt sich bei seiner Bewertung von Kapazitätsmärkten auf eine Studie von E-Bridge, wonach der heutige EOM noch erheblich weiterentwickelt werden könne.⁹ Zum einen müssten die Regelenenergiemärkte so gestaltet werden, dass die mit ihnen verbundenen Kosten in vollem Umfang denjenigen angelastet werden, die die Inanspruchnahme von Regelenenergie verursachen. Nur dadurch werde der Anreiz beseitigt, die Verantwortung und die Kosten für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage letztlich den ÜNB aufzuerlegen. Zum anderen könne und müsse das Zusammenspiel der lang-, mittel- und kurzfristigen Strommärkte weiter verbessert werden.

Des Weiteren sei es notwendig, die Stromnachfrage in den EOM einzubeziehen, anstatt sie von vornherein als preisunelastisch darzustellen. Bereits heute

⁸ Handelsblatt, Fangnetz für sichere Stromversorgung, 8.1.2014

⁹ E-Bridge Consulting et al.: White Paper zu einem nachhaltigen Strommarktdesign, Bonn, Okt. 2013

werde größenordnungsmäßig die Hälfte des Stromverbrauchs über Leistungsmessungen abgerechnet. Eine größere Preiselastizität bei der Stromnachfrage erleichtere den Ausgleich von Angebot und Nachfrage insbesondere bei Höchstlast. Voraussetzung für die notwendigen Preissignale für den Anreiz neuer Erzeugungskapazität sei allerdings, dass bei großer Nachfrage und geringem Angebot auch hohe, ungedeckelte Großhandelspreise zugelassen werden. Unter diesen Voraussetzungen schaffe der EOM auch die Basis für die Erhaltung der Sicherheit der Stromversorgung.

Da das Funktionieren des EOM in Bezug auf die Versorgungssicherheit weder theoretisch bewiesen noch labormäßig getestet werden könne, schlägt E-Bridge die Einrichtung eines „Fangnetzes“ vor. Dieses solle ähnlich wie die Strategische Reserve aus einigen Gigawatt an Reservekraftwerken bestehen, die die ÜNB bei Erzeugungsengpässen aktivieren können. Diese Kraftwerke sollen nicht am Stromhandel teilnehmen. Im Unterschied zur Strategischen Reserve sollen die Kosten des Fangnetzes einschließlich ihrer Vorhaltung den Verursachern von Engpässen bei der Stromerzeugung angelastet werden, um diese zu veranlassen, solche Engpässe zu vermeiden. Soweit E-Bridge.

Der SRU¹⁰ ist der Auffassung, dass in einem auf EE basierenden Stromversorgungssystem beim Ausgleich von Angebot und Nachfrage ein Paradigmenwechsel notwendig sei. Künftig müsse sich der Stromverbrauch – soweit möglich – auch dem dargebotsabhängigen Angebot aus Wind und Sonne anpassen.

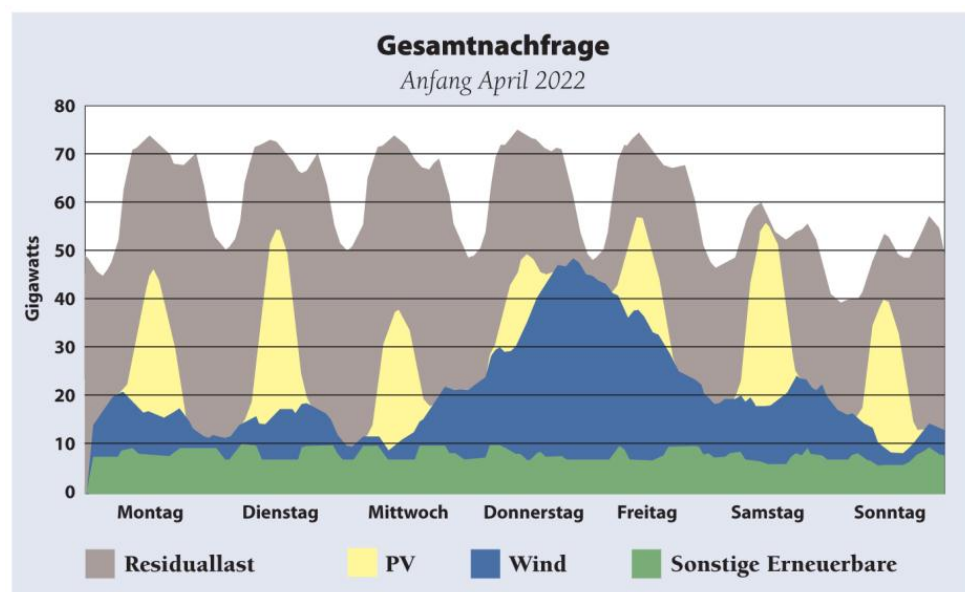
Bislang werde der Preis am EOM durch die variablen Kosten der letzten zugeschalteten Erzeugungskapazität bestimmt. Künftig sei damit zu rechnen, dass die Preise am EOM zunehmend direkt von der Nachfrage gesetzt würden und diese oberhalb der Grenzkosten der letzten zugeschalteten Erzeugungskapazität lägen. Die kurzfristigen Grenzkosten der Stromproduktion aus Wind und Sonne seien zwar nahe null, jedoch sei ihre Erzeugungskapazität technisch begrenzt und stark schwankend. Wenn die Zahlungsbereitschaft der Stromnachfrager bei Erreichen des maximalen Stromangebots größer Null sei (bzw. oberhalb der Grenzkosten der letzten Erzeugungskapazität), sei ein die Grenzkosten übersteigender Marktpreis notwendig, um Angebot und Nachfrage aus-

¹⁰ Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): Den Strommarkt der Zukunft gestalten, Sondergutachten, Berlin, Nov. 2013, insbesondere Tz 19 und 47

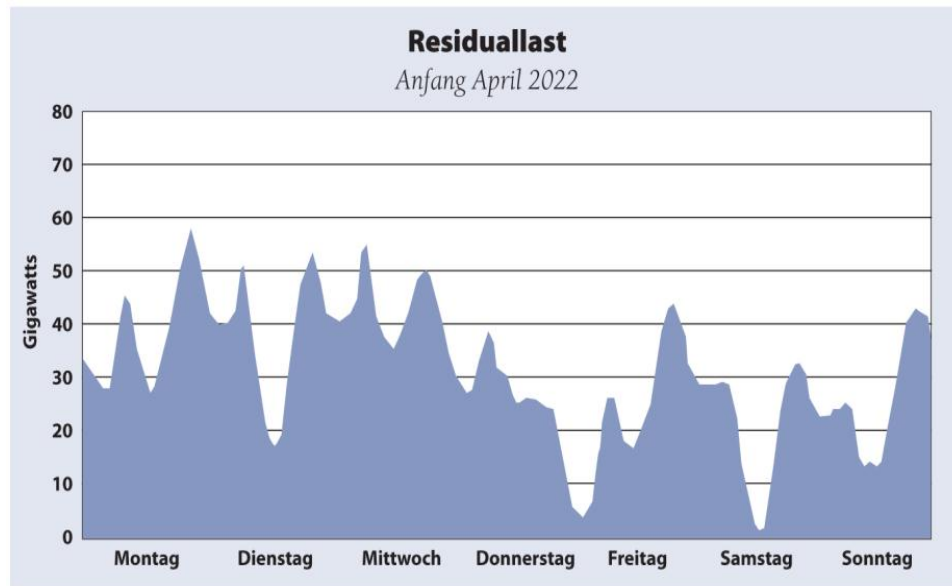
zugleichen. Der sich einstellende Marktpreis spiegele dann nicht die Grenzkosten der Erzeugung, sondern die Knappheit des Gutes Strom und den wirtschaftlichen Grenznutzen der letzten erzeugten Kilowattstunde wider. Wenn solche Knappheitspreise herrschten, könnten alle (erneuerbaren) Erzeugungskapazitäten Deckungsbeiträge erzielen.

Im Ergebnis werde der Markt jedoch nicht vollständig in der Lage sein, die notwendigen EE-Anlagen zu refinanzieren. Deshalb werde langfristig sowohl auf der Angebotsseite als auch auf der Nachfrageseite eine stärkere Trennung zwischen Leistungs- oder Kapazitätsentgelten einerseits und Arbeitsentgelten andererseits sinnvoll sein. Auf der Angebotsseite werde der Staat die Finanzierung organisieren müssen. Soweit der SRU.

Gottstein und Skillings¹¹ heben hervor, dass ausreichend gesicherte Kapazität zur Abdeckung der Jahreshöchstlast nicht mehr ausreiche, um die Stabilität des Stromversorgungssystems kostenoptimiert zu gewährleisten. Die größte Herausforderung an die Versorgungssicherheit sei nämlich nicht mehr die jährliche Höchstlast, sondern das seien Situationen, in denen sich die Nachfrage und die Verfügbarkeit der fluktuierenden EE entgegengesetzt entwickelten, was – anders als die Höchstlast im Gesamtsystem – jederzeit auftreten könne, sogar mehrmals täglich. Die folgenden beiden Grafiken veranschaulichen diese fundamentale Veränderung (Quelle: Grafik RAP, Daten Fraunhofer-IWES):



¹¹ Gottstein et al.: Über Kapazitätsmärkte hinaus denken: Flexibilität als Kernelement, RAP – Regulatory Assistance Project, Berlin, 2012



Die Grafiken zeigen, dass die Fähigkeit von steuerbaren Kraftwerken, auf abrupt sich ändernde Residuallasten zu reagieren, genauso wichtig ist wie die Gesamtquantität der gesicherten Leistung zur Deckung der Jahreshöchstlast.¹² Nach dem bisherigen Paradigma der Versorgungssicherheit komme jedem Megawatt an gesicherter Leistung aus Grund-, Mittel- und Spitzenkraftwerken gleichwertige Bedeutung bei der Sicherstellung der Stromversorgung zu. Im neuen Paradigma stellten die Megawatt aus unflexibler Erzeugung dagegen eine immer stärkere Bedrohung dar. Das Stromversorgungssystem werde volatiler und der Ausgleich kostspieliger sein, wenn die Stromerzeugung weiterhin von unflexiblen Kraftwerken dominiert werde. Daher solle die Stromerzeugung unflexibler Kraftwerke nicht genauso vergütet werden wie die solcher Kraftwerke, die die notwendige Flexibilität haben.

Es gebe bereits Beispiele für Stromversorgungssysteme, in denen Kapazitätsmärkte seit vielen Jahren mit großzügigen Margen zu Lastspitzen betrieben würden, bei denen dennoch ernsthafte Besorgnis hinsichtlich der Versorgungssicherheit bestehe. Daher müssten Märkte konzipiert werden, die im Kontext einer immer stärker werdenden Durchmischung mit EE in ausreichendem Maß die geeigneten flexiblen Ressourcen bieten. Kapazitätsmärkte seien im Hinblick auf diese Anforderung ungeeignet. Soweit Gottstein und Skillings.

¹² Residuallast = von steuerbaren Kraftwerken zu deckende Last (GW) nach Einspeisung dargebotsabhängiger EE-Stromerzeugung

Bereits 2012 hatte Nicolosi^{13,14} überzeugend dargelegt, dass der EOM angesichts der Umbruchsituation der Stromversorgung mit der Stilllegung der Kernkraftwerke, der Integration der EE in den EOM und dem Ausbau des EU-Binnenmarkts weiter gestärkt und durch eine Strategische Reserve ergänzt werden sollte.

Denn es lägen derzeit keine hinreichenden Anzeichen vor, dass der EOM die aktuellen Herausforderungen nicht bewältigen könne. Dagegen berge ein tiefer Regulierungseingriff in Form eines Kapazitätsmarkts unnötige regulatorische Risiken und könne zu Folgekosten durch eine ineffiziente Ausgestaltung führen. Diese Risiken sollten nur bei nachgewiesenem Versagen des EOM in Kauf genommen werden.

Um Investitionszurückhaltung zu vermeiden, benötigten potentielle Investoren jedoch einen stabilen Ordnungsrahmen. Durch eine politische Festlegung auf den EOM mit Strategischer Reserve könne Investitionsattentismus verhindert werden, wobei die Strategische Reserve der Absicherung diene. Sie sei verhältnismäßig leicht aufzubauen, mit deutlich unter 0,1 ct/kWh bei Umlage auf alle Stromverbraucher kostengünstig und reversibel. Auch könne sie regional ausgestaltet werden und somit den Zeitraum bis zur Fertigstellung des Netzausbaus überbrücken. Soweit Nicolosi.

Falkenhagen¹⁵ legt dar, dass sich Teile der Stromwirtschaft für eine Planungsbehörde einsetzen, die an Stelle des EOM bestimmen solle, wieviel regelfähige Kapazität im Strommarkt vorgehalten werden solle. Vorgesehen seien subventionsähnliche Vergütungen für die Bereithaltung von Kraftwerken, die mittels einer Umlage von den Stromverbrauchern aufgebracht werden sollten.

Ein solches System führe zwar zu einer Senkung der Strombörsenpreise, jedoch würde dadurch nur ein Teil der Mehrkosten für den Stromverbraucher ausgeglichen. Vor allem aber gefährdeten die gesunkenen Marktpreise die EE-Stromerzeugung, sich ohne besondere Förderung am EOM behaupten zu kön-

¹³ Nicolosi M.: Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland (Zwischenbericht), ECOFYS Germany GmbH, Berlin, Juni 2012

¹⁴ Nicolosi M.: Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen (Endbericht), ECOFYS, Berlin, Sept. 2012

¹⁵ Falkenhagen, J.: Kritik an Argumenten für eine Planungsbehörde oder feste Vorgaben zur marktwidrigen Kapazitätsplanung am Elektrizitätsmarkt, Windland Energieerzeugungs-GmbH, Berlin 2012/2013

nen. Die Installation einer Planungsbehörde werde mit Begriffen wie „Kapazitätsmärkte“ oder „Strategische Reserve“ belegt. Im Kern handele es sich aber um eine Aushebelung der Marktmechanismen im Strommarkt und eine Rückkehr zu planwirtschaftlichen Elementen. Soweit Falkenhagen.

Höfling^{16,17} hat die Funktionsfähigkeit des EOM mit einer modellgestützten Szenarioanalyse untersucht. Für alle Szenarien, bei denen sich Kapazitätsknappheit ergebe, stelle sich die Frage, unter welchen Bedingungen Investitionsanreize für neue Kraftwerke entstehen, bevor das Angebot so knapp werde, dass unerwünschte Rationierungen, also Stromabschaltungen, die Folge wären. Ergebnis ist, dass der EOM auch unter dem Einfluss wachsender EE-Stromerzeugung langfristig in der Lage sei, neue Erzeugungskapazität anzureizen, sofern insbesondere folgende Rahmenbedingungen erfüllt seien:

- Flexibilisierung von Erzeugung und Nachfrage als Voraussetzung für die Entstehung von Knappheitspreisen einerseits und zur Abschwächung des Merit-Order-Effekts andererseits.
- Eine technisch und organisatorisch weiterentwickelte Integration der europäischen Strommärkte zum stochastischen Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage.
- Ein Anstieg der Emissionszertifikatspreise zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der EE.

Obwohl die Modellrechnungen verdeutlichen, dass der EOM langfristig effizient sei und bei Kapazitätsknappheit neue Erzeugungskapazität anreize, bestünden in der Übergangsphase große Herausforderungen. Denn erst, wenn die vorhandenen Grundlastkraftwerke ihre technische Lebensdauer erreicht hätten und Retrofit-Maßnahmen nicht mehr wirtschaftlich seien, werde sich der Anpassungsprozess des Kraftwerksparks fortsetzen mit der damit verbundenen Wirkung auf den Strompreis. Daher könne es in der Übergangsphase zu Unterinvestitionen mit entsprechenden Folgen für die Sicherheit der Stromver-

¹⁶ Höfling H.: Die Funktionsfähigkeit des Energy-Only-Marktes bei hohen Anteilen erneuerbarer Stromerzeugung, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63. Jg. (2013) Heft 12

¹⁷ Höfling H.: Investitionsanreize für neue Erzeugungskapazität unter wachsendem Einfluss erneuerbarer Stromerzeugung, *ZSW, Stuttgart*, Juli 2013

sorgung kommen, auch wenn in der längerfristigen Perspektive die Funktionsfähigkeit des EOM wahrscheinlich sei.

Ergebnis

Zusammengefasst zeigen die Untersuchungen bis auf die genannten Positionen von EWI und teilweise des SRU, dass der EOM funktionieren sollte. Jedoch muss dazu der Stromgroßhandel wesentlich flexibler gestaltet werden, und es müssen die Regelenergiemärkte besser mit ihm verknüpft werden. Außerdem ist es notwendig, die Stromverbraucher direkt in den Strommarkt einzubeziehen (Kapitel 2). Des Weiteren müssen EOM und Kraftwerke an die besonderen Eigenschaften der Stromerzeugung aus Windkraft- und PV-Anlagen angepasst werden. Ein Kapazitätsmarkt ist jedenfalls aus heutiger Sicht nicht sinnvoll, allerdings sollte eine Strategische Reserve als Notfallabsicherung eingerichtet werden (Kapitel 3).

Die zitierten Untersuchungen zum EOM berücksichtigen allerdings nur teilweise, dass sich die künftige Struktur der Stromerzeugung von der heutigen fundamental unterscheidet:

- Die heutige Stromerzeugung basiert auf steuerbaren Kraftwerken. Diese liefern nicht nur Strom (MWh), sondern können bei Bedarf auch einen zusätzlichen Strombedarf decken, d. h. sie stellen elektrische Leistung (MW) bereit (im Rahmen der installierten Kraftwerksleistung).
- Die künftige Stromerzeugung wird im Wesentlichen auf Windkraft- und PV-Anlagen basieren. Diese erzeugen nur dargebotsabhängig Strom, also bei ausreichend Wind oder Sonnenschein. Da die Stromverbraucher jedoch auf die schwankende Erzeugung noch lange kaum reagieren werden, muss der restliche Strom durch zusätzliche steuerbare Reservekraftwerke gedeckt werden. Holzschnittartig ausgedrückt wird künftig die benötigte Strommenge durch Windkraft- und PV-Anlagen erzeugt, während die immerwährende Verfügbarkeit von Strom Reservekraftwerken obliegt.

Solche Reservekraftwerke haben im Vergleich zu heutigen Kraftwerken oft nur geringe Vollbenutzungsstunden, einige werden in manchen Jahren möglicher-

weise auch gar nicht betrieben.¹⁸ Falls sich deswegen Reservekraftwerke nicht am EOM direkt refinanzieren können, erscheint eine Umlage ihrer Kosten auf den Börsenstrompreis und damit letztlich auf den Arbeitspreis als das Mittel der Wahl. Das würde zugleich berücksichtigen, dass es nicht auf die Leistungsanspruchnahme des einzelnen Stromverbrauchers ankommt, sondern auf die insgesamt benötigte Leistung nach Durchmischung der individuellen Leistungsanforderungen im Stromnetz. Ein Kapazitätsmarkt zur Refinanzierung von Reservekraftwerken erscheint wegen der skizzierten gravierenden Nachteile ungeeignet.

2. Einbeziehung der Stromverbraucher in den Strommarkt

Die Einführung des Strommarkts mit dem Börsenhandel war der erste Paradigmenwechsel im Zuge der Liberalisierung des Stromversorgungssystems. Demnach wird die Stromerzeugung nicht mehr wie früher dem Stromverbrauch nachgefahren, sondern die Kraftwerksbetreiber erfüllen Bestellungen der Stromhändler. Nun ist ein zweiter Paradigmenwechsel erforderlich, nämlich die direkte Einbeziehung aller Stromverbraucher in den Marktmechanismus und nicht nur der Großverbraucher. Dadurch wird die Preiselastizität der Stromnachfrage steigen und der EOM besser als bisher funktionieren. Damit sich Anpassungen des Stromverbrauchs an schwankende Strompreise lohnen, müssen sie den Stromverbrauchern bekannt gemacht werden.

Im standardisierten Massengeschäft¹⁹ kaufen Stromvertriebsunternehmen als Großhändler Strom an der Börse und verkaufen ihn an ihre Kunden, wobei sie Preisstruktur und Endpreise festlegen. Diese Preisstruktur besteht in aller Regel aus einem Grund- oder Leistungspreis, einem Arbeitspreis und einem Messpreis und war um 1935 zur Förderung des Stromabsatzes eingeführt worden.²⁰ Grund- oder Leistungspreis und Messpreis sind regelmäßig zu zahlende feste Beträge. Die Kosten des eigentlichen Stromverbrauchs werden auf der Basis eines festen Arbeitspreises (ct/kWh) ermittelt. Somit erhalten die Strom-

¹⁸ Vollbenutzungsstunden: Rechenwert zur Angabe der Ausnutzung eines Kraftwerks: erzeugte Strommenge geteilt durch die installierte Kraftwerksleistung

¹⁹ Standardisiertes Massengeschäft: Abnehmergruppen mit statistischer Durchmischung der Verbräuche wie Haushalte, Gewerbe, Kleinindustrie, Handel, Dienstleistungen, Verwaltungen

²⁰ Sigel G. et al.: Die Elektrizitätstarife – Nachfrage und Gestehungskosten elektrischer Arbeit, Aufbau und Anwendung der Tarife, Springer, Berlin, 1935

verbraucher im standardisierten Massengeschäft bisher keine der Marktsituation im Stromnetz entsprechenden Preissignale. Jedoch ist es bei einer auf EE basierenden Stromerzeugung mit ihrer starken Dargebotsabhängigkeit besonders wichtig, dass die Strompreise die jeweilige Erzeugungs- und Belastungssituation im Stromnetz und damit Angebot und Nachfrage widerspiegeln.

Außerdem liegt es im Interesse aller Stromverbraucher, zwecks niedrigerer Strompreise möglichst wenig zur Höchstlast im Stromversorgungssystem beizutragen. Denn diese Höchstlast, die jährlich nur an wenigen Stunden auftritt, ist für die technische Auslegung des Stromversorgungssystems maßgeblich. Die darauf ausgelegten Anlagen bestimmen die Investitionskosten und damit letztlich auch die Strompreise.

Um den Stromkunden die notwendigen Strompreissignale zu geben, sind variable Arbeitspreise notwendig: Strom sollte während großer Nachfrage bzw. geringer EE-Erzeugung teurer sein als zu Zeiten geringer Nachfrage und großem EE-Angebot. Moderne elektronische Stromzähler („Smart Meter“) können derartige Preise den Stromverbrauchern transparent machen und zukünftig auch entsprechend ausgerüstete Elektro(groß)geräte selbsttätig steuern.

Wegen der gegen Null tendierenden kurzfristigen Grenzkosten der zukünftig dominierenden EE-Stromerzeugung aus Windkraft- und PV-Anlagen liegt es auf den ersten Blick nahe, den Stromkunden im Wesentlichen hohe Leistungs- oder Grundpreise bei sehr niedrigen Arbeitspreisen in Rechnung zu stellen. Das hätte jedoch gravierende Nachteile:

- Die Preiselastizität der Stromnachfrage würde verringert.
- Stromsparende Maßnahmen würden unwirtschaftlicher, weil die Stromeinsparung nur mit dem verringerten Arbeitspreis bewertet werden kann.²¹ Dadurch würden Anreize für einen wachsenden Stromverbrauch geschaffen mit der Folge, dass das Stromversorgungssystem immer weiter ausgebaut werden müsste, was steigende Strompreise und Umweltbelastungen nach sich ziehen würde.

²¹ FhG-ISI: Zum Einfluß der Preisgestaltung leitungsgebundener Energieträger auf die Rationelle Energieverwendung, Karlsruhe, Februar 1987

Im Ergebnis sind Strompreise mit einem vergleichsweise hohen festen und dafür niedrigen variablen Anteil keine Lösung. Insbesondere Flatrates sind in der Stromversorgung, wo Energiemengen und nicht bloß Informationen übertragen werden, noch ungeeigneter als im Kommunikationsbereich.²²

Auch weil zu erwarten ist, dass für die Finanzierung der Netzkosten ein leistungsbezogenes Netzentgelt (ct/kW) anstelle des derzeitigen mengenbezogenen (ct/kWh) Entgelts eingeführt wird, sollten die Strompreise überwiegend aus Arbeitspreisen bestehen (lineare Tarife).

3. Sicherstellung der Stromversorgung

Die Sicherheit der Stromversorgung ist von herausragender Bedeutung und wie ein öffentliches Gut nicht marktfähig (siehe Hintergrund C). Daraus folgt, dass die Versorgungssicherheit Vorrang vor Marktoptimierungen haben muss. Allerdings kann das tatsächliche Verhalten des EOM bei Engpässen in der Stromerzeugung oder im Übertragungsnetz nur begrenzt getestet werden, weil ein deswegen möglicher Zusammenbruch der Stromversorgung mit seinen unabsehbaren Folgen nicht bewusst herbeigeführt werden darf. Damit daher sowohl die Vorteile des marktwirtschaftlichen Wettbewerbs genutzt werden können als auch die Erfordernisse der Versorgungssicherheit gewährleistet werden, sollte das Strommarktdesign entsprechend den folgenden Prinzipien gestaltet werden:

- Im Normalbetrieb sorgt der EOM für eine wirtschaftliche Optimierung der Stromversorgung.
- Bei Notfällen müssen mit absolutem Vorrang die physikalischen Bedingungen des Stromversorgungssystems erfüllt werden, damit die Stromversorgung sichergestellt bleibt.

Zum Normalbetrieb gehört es u. a., dass die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen nicht längerfristig prognostizierbar über mehrere Wochen fast ganz ausfallen kann, und dass PV-Anlagen nachts keinen Strom liefern. Für diese Zeiten müssen steuerbare (Reserve-)Kraftwerke die Stromerzeugung über-

²² Derzeit machen die Betreiber von Telekommunikationsnetzen die Erfahrung, dass „echte“ Flatrates, also ohne Volumenbegrenzung, einen permanenten Netzausbau nach sich ziehen.

nehmen. Entsprechend den Ausführungen in Kapitel 1 kann und sollte davon ausgegangen werden, dass der EOM für Errichtung und Betrieb dieser Kraftwerke im benötigten Umfang sorgt.

Notfälle wie unzureichende Erzeugungsleistung können mit Reservekraftwerken beseitigt werden, Netzengpässe können durch Umleitung von Stromflüssen („Redispatch“) unter Einsatz von Kraftwerken behoben werden. In solchen Fällen muss der ÜNB entsprechend den physikalischen Erfordernissen schnell und direkt eigene Maßnahmen durchführen bzw. bei Kraftwerksbetreibern anordnen können.

Vor diesem Hintergrund sollten die bisherigen Konzepte²³ der Strategischen Reserve und der Netzreserve gemäß Reservekraftwerksverordnung wie folgt zusammengeführt werden:

- Die Beschaffung und Vorhaltung der erforderlichen Kraftwerke wird marktwirtschaftlich organisiert.
- Der Einsatz der Kraftwerke erfolgt ausschließlich zur Behebung physikalischer Engpässe im Stromversorgungssystem und nicht aufgrund von Knappheitspreisen des EOM.

Diese Strategische Reserve sollte einige GW an hochflexiblen und zugleich preiswerten Kraftwerken umfassen (u. a. auf der Basis von Flugzeugturbinen). Sie nehmen nicht am EOM teil, damit dort keine Marktverfälschungen ausgelöst werden. Aktuell von Stilllegung bedrohte geeignete hochflexible Kraftwerke könnten in die Strategische Reserve aufgenommen werden.

Die Beschaffungs- und Vorhaltekosten der Strategische Reserve werden den Stromverbrauchern über die Netzentgelte auferlegt. Die Kosten für ihre Inanspruchnahme werden den Verursachern möglichst direkt angelastet, um sie zu veranlassen, solche Einsätze zu vermeiden.

Die Reservekraftwerksverordnung sollte entsprechend den obigen Ausführungen novelliert und ihre Befristung aufgehoben werden.

²³ BMU et al.: Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland, Ergebnisbericht des Fachdialogs „Strategische Reserve“, Berlin, Mai 2013

4. Verpflichtende Direktvermarktung und heutiger Strommarkt

Die Absätze 1 und 2 des § 2 „Grundsätze des Gesetzes“ des vom Bundeskabinett am 8.4.2014 beschlossenen Entwurfs des EEG 2014 lauten:

(1) Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas soll in das Elektrizitätsversorgungssystem integriert werden. Die verbesserte Markt- und Netzintegration der erneuerbaren Energien soll zu einer Transformation des gesamten Energieversorgungssystems beitragen.

(2) Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas soll zum Zweck der Marktintegration direkt vermarktet werden.

Hierzu wird in der Begründung Allgemeiner Teil zum obigen Entwurf folgendes ausgeführt: „Die Integration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt wird vorangetrieben, indem die Direktvermarktung grundsätzlich verpflichtend wird.“ Des Weiteren heißt es dort: „Durch den Umstand, dass die Direktvermarktung für neue Anlagen verpflichtend wird, wird die Integration der erneuerbaren Energien in den nationalen und europäischen Strommarkt deutlich verbessert.“ Es sollen also nunmehr die Betreiber von EE-Stromerzeugungsanlagen verpflichtet werden, erzeugten Strom selbst zu vermarkten.²⁴

Die Ausführungen im Gesetzesentwurf und die zitierten Begründungen lassen deutlich werden, dass die Mehr-Dimensionalität der Integrationsaufgabe noch nicht im erforderlichen Umfang erfasst worden ist. Auch die verbreitete Argumentation, dass 2012 rd. 44 % der EEG-geförderten Stromerzeugung²⁵ bereits direkt vermarktet worden sind und dieser Anteil inzwischen auf 50 % angestiegen sein könnte, ist keine Bestätigung dafür, dass die EE-Stromerzeugung nunmehr „marktreif“ sei und daher eine Verpflichtung zur Direktvermarktung eingeführt werden könne. Hierbei ist nämlich auch zu berücksichtigen, dass derzeitige Kalkulationsbasis für potentielle Anlagenbetreiber die bisherige gesicherte feste Einspeisevergütung über 20 Jahre ist.

Wie die Ausführungen in Kapitel 1 zeigen, ist der EOM bisher praktisch nicht an die völlig andersartigen Eigenschaften der Stromerzeugung aus Windkraft- und PV-Anlagen im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken angepasst worden. Ein besonderes Problem stellt hierbei der Großhandelsmechanismus dar: Großkraftwerksbetreiber verkaufen ihre Stromerzeugung zum größten Teil auf

²⁴ oberhalb von Mindestgrenzen der installierten Leistung

²⁵ FhG-ISI et al.: Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien, 1. Nov. 2013

bis zu drei Jahre im Voraus mittels Terminmarkt- und OTC-Kontrakten.²⁶ Betreiber von Windkraft- und PV-Anlagen können ihre Stromerzeugung jedoch nicht auf die gleiche Weise vermarkten, sondern nur am Spotmarkt, weil sich die Stromerzeugung ihrer Anlagen nicht auf Jahre im Voraus sicher vorhersagen lässt. Es sind nur Wahrscheinlichkeitsaussagen über Lieferbarkeiten möglich, die beispielsweise bei der Windkraft im einstelligen Prozentbereich der installierten Leistung liegen.

Terminmarkt- und OTC-Kontrakte werden im Hinblick auf die Lieferung der vereinbarten Strommengen dergestalt gehandhabt, dass der Kraftwerksbetreiber die Stromlieferung entweder selbst erbringen oder einen anderen Lieferanten damit beauftragen kann (physisch und kaufmännisch). Zum Erfüllungszeitpunkt des Kontrakts kalkuliert der Betreiber eines konventionellen Kraftwerks, ob es für ihn wirtschaftlicher ist, die Strommenge selbst zu produzieren oder am Spotmarkt zu kaufen, um seinen Terminkontrakt zu erfüllen. Wird Strom aus Windkraft- und PV-Anlagen angeboten, ist dieser in der Regel der billigste, weil hierbei keine Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten anfallen.

Dieser für die Vermarktung von Strom aus Windkraft- und PV-Anlagen grundsätzlich vorteilhafte Spotmarktmechanismus kann jedoch durch Terminmarkt- und OTC-Geschäfte wirkungslos werden: Braunkohle- und Kernkraftwerke können aus technischen Gründen nicht unter einer Mindestleistung von etwa 50 % ihrer installierten Leistung betrieben werden. Deshalb kann die obige Kalkulation bei Berücksichtigung der Kraftwerksmindestleistung, möglicher Blockangebote²⁷ sowie der An- und Abfahrkosten ergeben, dass es für den Kraftwerksbetreiber wirtschaftlicher ist, den Kontrakt durch Weiterbetrieb des Kraftwerks zu erfüllen, als es abzuschalten und die entfallende Strommenge am Spotmarkt zu kaufen. Vorliegende Angebote von Windkraft- und PV-Anlagenbetreibern können dann nicht zum Zuge kommen, sodass die entsprechenden Anlagen abgeregelt werden müssen, weil ein Stromüberschuss die Stabilität des Stromversorgungssystems gefährdet.

Des Weiteren muss berücksichtigt werden, dass zur Sicherstellung der Stabilität des Stromversorgungssystems konventionelle Kraftwerke im Umfang von

²⁶ Terium P.: RWE-Bilanzpressekonferenz für 2013, Essen, 4.3.2014

²⁷ Angebote am Spotmarkt, die mehrere zusammenhängende Stunden umfassen.

derzeit 15 - 20 GW in Betrieb sein müssen (sog. „Must-Run-Kraftwerke“).²⁸ Diese Kraftwerkskapazität kann bei geringer Stromnachfrage und großer Stromerzeugung aus Windkraft- und PV-Anlagen dazu führen, dass der Markteintritt weiterer angebotener EE-Stromerzeugung verwehrt wird. So betrug am 5.5.2013 um 13:00 Uhr der Stromverbrauch 45,7 GW, die Stromerzeugung aus Windkraft- und PV-Anlagen 23,2 GW und jene aus Biomasse und Laufwasser 6,5 GW.²⁹ Damit verblieb eine durch konventionelle Kraftwerke zu deckende Residuallast von 16 GW, die damit bereits an der unteren Grenze der notwendigen Must-Run-Leistung lag.

Im Ergebnis führt der derzeitige Strommarktmechanismus zu einer fundamentalen strukturellen Benachteiligung der Stromerzeugung aus Windkraft- und PV-Anlagen. Zugleich verursacht die angestrebte zunehmende Stromerzeugung aus diesen Anlagen in Verbindung mit den Must-Run-Kraftwerken und der Überkapazität an unflexiblen konventionellen Kraftwerken immer weiter sinkende Börsenstrompreise, sodass selbst notwendige flexible konventionelle Kraftwerke große Wirtschaftlichkeitsprobleme haben und deswegen Stilllegungen beantragt worden sind.³⁰ Außerdem wird der nach geltendem EEG gegenwärtig noch gebotene Vorrang der EE-Stromerzeugung unterlaufen.

Die im Rahmen der optionalen Direktvermarktung des EEG 2012 eingeführte gleitende Marktprämie³¹ dient, wie die sonstigen Fördermaßnahmen des EEG, nur dem Ausgleich anfänglicher Mehrkosten der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien gegenüber konventionellen Kraftwerken. Zweck der Marktprämie ist es nicht, strukturelle Defizite des EOM und hier insbesondere des Börsenpreismechanismus bezüglich Windkraft- und PV-Anlagen zu kompensieren. Es ist ein Irrtum, dass man Windkraft- und PV-Anlagen nur solange fördern müsse, bis ihre Stromerzeugungskosten mit der konventionellen Stromerzeugung konkurrieren können, und dass sie sich danach im EOM behaupten könnten. Tatsächlich jedoch benötigt die Stromerzeugung aus Windkraft- und PV-Anlagen wegen ihrer Dargebotsabhängigkeit und des Entfalls der Brenn-

²⁸ Hobohm J. et al.: Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende, Prognos, Berlin, Nov. 2012, Seite 5

²⁹ Agora Energiewende: Historische Daten von Stromerzeugung und -verbrauch

³⁰ Grashof, K. et al.: Herausforderungen durch die Direktvermarktung von Strom aus Wind on-shore und Photovoltaik, IZES gGmbH, Dez. 2013

³¹ Marktprämie = EEG-Förderung minus Monatsdurchschnitt des Börsenstrompreises

stoffkosten einen auf diese besonderen Eigenschaften abgestimmten Strommarkt. Diese Bedingung erfüllt der gegenwärtige EOM nicht.

Da die Stromerzeugung aus Windkraft- und PV-Anlagen jedoch die Basis der Energiewende bilden wird, müssen zunächst gleichberechtigte Marktbedingungen für alle Stromerzeugungstechnologien geschaffen werden. Es ist also eine umfassende Systemtransformation notwendig, bevor man die Stromerzeugung aus Windkraft- und PV-Anlagen dem Strommarkt aussetzt. Diese Systemtransformation kann nicht isoliert durch eine Novellierung des EEG vorangetrieben werden, sondern erfordert ein Bündel aufeinander abgestimmter Maßnahmen, das zeitgleich in Kraft tritt.

Vor diesem Hintergrund sollte die Einführung der Verpflichtung zur Direktvermarktung solange verschoben werden, bis Fortschritte bei der Anpassung des EOM an die Eigenschaften der Stromerzeugung aus Windkraft- und PV-Anlagen und beim Abbau der Kraftwerksüberkapazität erkennbar werden. Als Zwischenlösung könnte die verpflichtende Direktvermarktung auf Großanlagen wie Wind auf See und große Windparks an Land sowie bei PV-Freiflächenanlagen ab 10 MW beschränkt werden, weil derartige Großanlagen in aller Regel besonderen Bedingungen unterliegen. Für Anlagen unter diesen Grenzen sollten zunächst weiterhin die Regelungen des EEG 2012 gelten, ggf. mit Anpassungen an die aktuellen Investitionskosten. Andernfalls werden potentielle Investoren von Windkraft- und PV-Anlagen im Mittelstand, Energiegenossenschaften und Privatleute, die den bisherigen Ausbau wesentlich vorangetrieben haben, benachteiligt. Zur angestrebten Steuerung des weiteren Ausbaus sollte die im Entwurf zum EEG 2014 vorgesehene ausbauabhängige Anpassung der Vergütungssätze ausreichend sein.

Wird jedoch der o. g. EEG-Entwurf in Bezug auf die verpflichtende Direktvermarktung einschließlich des Entfalls der fixen Einspeisevergütung über einen festen Zeitraum so wie vorgelegt Gesetz, ist ein Erliegen des weiteren Ausbaus der Stromerzeugung aus Windkraftanlagen an Land und PV-Anlagen absehbar. Die Verhinderung einer solchen Entwicklung würde laufende Erhöhungen (!) der diesbezüglichen EEG-Fördersätze zur Kompensation der skizzierten Benachteiligungen erfordern. Beides befindet sich im Widerspruch zu den Zielen und Grundsätzen des Gesetzes sowie der politischen Intention, die Kostendynamik beim Ausbau der EE-Stromerzeugung zu durchbrechen.

5. Schlussfolgerungen und weiteres Vorgehen

Kapazitätsmarkt

Die Auseinandersetzungen über das Design des Strommarkts im Allgemeinen und über Kapazitätsmechanismen im Besonderen finden nicht in einem vermeintlich interessenfreien Wissenschaftsraum statt, sondern betreffen Geschäftsprozesse im Umfang von Milliarden Euro und damit auch die Zukunft großer Stromkonzerne. Deshalb ist oft nur schwer zwischen am Gemeinwohl orientierten und interessengeleiteten Vorschlägen zu unterscheiden.³²

So haben die aktuellen Bestrebungen, einen Kapazitätsmarkt einzurichten, in erster Linie das Ziel, den Kraftwerksbetreibern einen zusätzlichen Erlösweg zu eröffnen, obwohl ein Überangebot an Strom vorliegt und Kohle- und Kernkraftwerke zu unflexibel sind, um zu der schnell schwankenden Stromerzeugung aus Windkraft- und PV-Anlagen zu passen.

Im Hinblick auf das Gelingen der Energiewende ist jedoch entscheidend, dass Kapazitätsmärkte die Betreiber von Windkraft- und PV-Anlagen in doppelter Hinsicht benachteiligen: Zum einen, weil solche Anlagen nicht wie konventionelle Kraftwerke an Kapazitätsmärkten teilnehmen können, und zum anderen, weil Kapazitätsmärkte sinkende Preise am EOM zur Folge haben.³³ Beides verringert die Wirtschaftlichkeit von Windkraft- und PV-Anlagen gegenüber steuerbaren Kraftwerken.

Vor diesem Hintergrund und angesichts der in Kapitel 1 skizzierten Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des EOM ist es ratsam, schrittweise vorzugehen und jetzt keine Maßnahmen zu beschließen, die bei Fehlentwicklungen praktisch nicht wieder rückgängig zu machen sind. Deshalb sollte vor einer Festlegung auf einen Kapazitätsmarkt zunächst der EOM weiterentwickelt werden. Dadurch würde auch eine entscheidende Voraussetzung für einen kontinuierlichen Übergang von der heutigen in die zukünftige Stromversorgung erfüllt, nämlich ein einheitlicher Strommarkt für konventionelle Kraftwerke und für

³² Wie die starke politische Einflussnahme beim Einsammeln überschüssiger Emissionszertifikate („Backloading“) jüngst wieder gezeigt hat, dürfte bei Einführung eines Kapazitätsmechanismus eine Subventionierung von Altkraftwerken nur schwer zu verhindern sein.

³³ Neuhoff K. et al.: Strategische Reserve zur Absicherung des Strommarkts, DIW, Berlin, DIW-Wochenbericht 48/2013, S. 13; ebenso Falkenhagen (Fußnote 15)

EE-Stromerzeugungsanlagen mit oder ohne Brennstoffkosten, in dem alle Stromerzeuger gleichberechtigt im Wettbewerb stehen.

Folgende Maßnahmen sollten zur Verbesserung der Funktionsfähigkeit des EOM vorrangig durchgeführt werden:

- Flexibilisierung der Großhandelsmärkte, um die Deckung der zunehmend stärker fluktuierenden Residuallast zu erleichtern.
- Engere Kopplung zwischen Großhandelsmärkten und Regelenergiemärkten sowie verursachungsgerechte Anlastung der Regelenergiekosten.
- Einbeziehung der Stromverbraucher in den Marktmechanismus, um den Ausgleich zwischen Stromnachfrage und Stromangebot zu erleichtern.

Da der EOM über Deutschland hinausgehend inzwischen Nordwesteuropa umfasst, müssen die Flexibilisierungsmaßnahmen mit den Beteiligten in den betreffenden Ländern abgestimmt werden (insbesondere Strombörsen, ÜNB, Regulierungsbehörden und EU-Kommission).

Gegenwärtig befindet sich der Deutschland betreffende Teil des EOM in der Übergangsphase von überwiegender konventioneller Stromerzeugung zu überwiegender EE-Stromerzeugung. Hier besteht das Problem, dass noch auf Jahre eine Überkapazität an Kohle- und Kernkraftwerken besteht. Außerdem sind diese Kraftwerke nicht flexibel genug, um auf die schnell schwankende Stromerzeugung von Windkraft- und PV-Anlagen reagieren zu können. Deswegen können die Börsenstrompreise bei großer EE-Stromerzeugung sehr niedrig oder sogar negativ werden. Unter diesen Bedingungen, verstärkt durch viel zu niedrige Preise für CO₂-Emissionszertifikate, können noch nicht einmal die zum Ausgleich der fluktuierenden EE-Stromerzeugung benötigten hochflexiblen Gaskraftwerke wirtschaftlich betrieben werden. Da mit dem weiteren Ausbau der Stromerzeugung aus Windkraft- und PV-Anlagen der Bedarf an Reservekraftwerken zunimmt (nicht zu verwechseln mit Kraftwerken der Strategischen Reserve), sollte innerhalb des EOM ein (Umlage-)Verfahren zur Refinanzierung selten eingesetzter Reservekraftwerke eingeführt werden.

Erst wenn die genannten Maßnahmen zur Anpassung des EOM an die Eigenschaften der Stromerzeugung aus Windkraft- und PV-Anlagen weitgehend um-

gesetzt sind und die Kraftwerksüberkapazität abgebaut ist, kann über die Funktionsfähigkeit des EOM geurteilt werden. Falls sich dann herausstellen sollte, dass der EOM die notwendigen Investitionen in neue Stromerzeugungsanlagen nicht anreizen sollte, kann immer noch über die Einrichtung eines Kapazitätsmarkts entschieden werden.

Strategische Reserve

Um die Sicherheit der Stromversorgung auch bei drohenden Engpässen bei der Stromerzeugung oder im Übertragungsnetz gewährleisten zu können, sollte eine Strategische Reserve von einigen GW an preiswerten Kraftwerken vorgehalten werden. Diese Kraftwerke nehmen nicht am EOM teil, um keine Marktverfälschungen zu verursachen.

Die Vorhaltung der Strategischen Reserve sollte marktwirtschaftlich organisiert werden. Ihr Einsatz sollte jedoch ausschließlich entsprechend den physikalischen Anforderungen zur Sicherstellung der Stromversorgung erfolgen. Dementsprechend ist die Reservekraftwerksverordnung zu novellieren und ihre Befristung aufzuheben.

Verpflichtende Direktvermarktung

Angesichts der Defizite des heutigen Strommarkts sollte die Verpflichtung zur Direktvermarktung verschoben werden. Falls das nicht erreichbar ist, sollte sie auf Großanlagen beschränkt werden. Für alle anderen Anlagen sollten weiterhin die Regelungen des EEG 2012, ggf. mit Anpassungen an die aktuellen Investitionskosten, gelten.

A. Besonderheiten des Stromversorgungssystems im Vergleich mit üblichen Märkten

Hundert Jahre lang war die Stromwirtschaft monopolistisch organisiert mit vertikal integrierten Unternehmen, die von Kraftwerken ausgehend über Hochspannungs- und Verteilnetze die Stromverbraucher mit Strom belieferten.

Ziel der Liberalisierung und Deregulierung der Elektrizitätswirtschaft war im Wesentlichen eine Senkung der Strompreise durch eine Steigerung der Effizienz der Stromversorgung, und zwar erstens mittels Wettbewerb auf der Stromerzeugungsseite, also der Kraftwerksbetreiber untereinander, und zweitens durch Wettbewerb der Kraftwerksbetreiber um die Stromverbraucher als Kunden. Dazu wurden die Unternehmen in den eigentlichen Monopolbereich „Netze“ und die Wettbewerbsbereiche „Erzeugung“ und „Vertrieb“ aufgespalten, Strombörsen für den Stromgroßhandel und eine Regulierungsbehörde (Bundesnetzagentur) eingerichtet.

Schon seit mindestens 10 Jahren wird in Wissenschaft und Stromwirtschaft diskutiert, ob die im Zuge der Liberalisierung eingeführte Marktordnung mit ihrem EOM überhaupt in der Lage ist, die für eine sichere Stromversorgung notwendigen (Reserve)Kraftwerke marktwirtschaftlich anzureizen und zu finanzieren. Auch in anderen Ländern finden diese Diskussionen statt und haben dort bereits teilweise zu Maßnahmen geführt, die den EOM ergänzen.

Die wesentlichen Ursachen für die angesprochenen Probleme liegen in Folgendem: In den üblichen Märkten werden Angebot und Nachfrage über den Preis ausgeglichen. Wenn bei einem Produkt die Nachfrage das Angebot übersteigt, steigt sein Preis, jedoch muss der Käufer ggf. warten, bis sich das Angebot vergrößert hat. Im umgekehrten Fall eines zu großen Angebots können nicht absetzbare Produkte vorübergehend gelagert werden. Dieses Marktsystem setzt demnach voraus, dass Käufer warten können und Produkte lagerbar sind. Angebot und Nachfrage reagieren preiselastisch.

Das Stromversorgungssystem unterscheidet sich jedoch fundamental von üblichen Gütermärkten:

- Das Stromnetz verhält sich zwar in Bezug auf das Angebot (= Stromerzeugung) und die zur gleichen Zeit bestehende Nachfrage (= Stromverbrauch)

wie ein idealer Marktplatz, jedoch lässt sich Strom im Gegensatz zu den üblichen Gütermärkten praktisch nicht direkt großtechnisch wirtschaftlich speichern. Deswegen müssen Stromerzeugung und Stromverbrauch im Stromnetz jederzeit, und zwar im Sekundenbereich (!), aktiv im Gleichgewicht gehalten werden. Daraus folgt des Weiteren, dass jederzeit die Summe aller Stromerzeugungen (Kraftwerksleistungen) genau so groß sein muss wie die Summe aller Stromverbräuche.

Exkurs: Leistung und Arbeit in der Stromversorgung

Physikalisch ist Leistung die in einem Zeitraum umgesetzte Energiemenge. Wenn ein Elektrogerät eingeschaltet wird, fließt Strom entsprechend seiner Leistungsangabe in Watt. Die verbrauchte Strommenge ist Ergebnis des Produkts aus der Leistungsaufnahme des Geräts und der Zeitdauer des Stromflusses und stellt die umgesetzte Energiemenge dar. Sie wird als „elektrische Arbeit“ bezeichnet und im Haushaltsbereich in Kilowattstunden (kWh) und im Kraftwerksbereich meist in Megawattstunden (MWh) angegeben. Beispiele: Ein Elektrogerät mit einer Leistungsaufnahme von 1 kW verbraucht bei 2-stündigem Betrieb 2 kWh. Ein Kraftwerk mit einer installierten elektrischen Leistung von 100 MW liefert bei Volllast in 24 Stunden 2400 MWh.

- Maßstab für das Gleichgewicht ist die Netzfrequenz (in Europa 50 Hz). Ist der Verbrauch größer als die Erzeugung, sinkt die Frequenz, im umgekehrten Fall steigt sie. Der aus technischen Gründen zulässige Frequenzbereich beträgt 49,8 Hz bis 50,2 Hz und wird mit geeigneten Kraftwerken in einem genau festgelegten Zusammenspiel der sog. Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung (= Minutenreserve) eingehalten.

Kann die Netzfrequenz nicht im genannten Bereich gehalten werden, sprechen bei ca. 47,5 Hz bzw. 52,5 Hz sowohl bei den Kraftwerken als auch im Stromnetz automatische Schalter an, die Kraftwerke oder Netzbereiche zu ihrem Schutz abschalten. Gelingt also die Einhaltung der Frequenzbereiche nicht, wird die Stromversorgung instabil, was zu örtlichen Abschaltungen bis zu großräumigen Blackouts führen kann.

- Über das Stromnetz sind alle Erzeuger und alle Verbraucher unmittelbar miteinander verbunden. Jede Veränderung der Erzeugung oder des Verbrauchs wirkt sich innerhalb von Sekunden über das gesamte Netz aus, betreffend Deutschland also über das kontinentaleuropäische Verbundnetz (UCTE), das von Polen bis Spanien und von Dänemark bis Griechenland reicht.

- Strom muss den Stromverbrauchern innerhalb bestimmter technischer Normen geliefert werden. Es ist eine besondere Eigenschaft des Produktes Strom, dass dessen Qualität durch das Stromversorgungssystem als Ganzes, also Kraftwerke und Stromnetz, und nicht durch die Hersteller des Erzeugnisses, also die Kraftwerke allein, bestimmt wird.

Am wichtigsten ist für den Stromverbraucher die Einhaltung der Spannung (im Niederspannungsnetz 230 Volt). Jedoch haben Änderungen des Lastflusses im Stromnetz unterschiedliche Spannungsänderungen in den verschiedenen Teilen des Netzes zur Folge. Die Netzsteuerung muss daher ständig die Spannung in jedem Teil des Netzes innerhalb der vorgeschriebenen Grenzen halten.

- Weil die Nachfrage nach Strom bisher nur sehr wenig auf den Strompreis reagiert, muss die Stromerzeugung dem Stromverbrauch nachgeführt werden. Denn die große Mehrheit der Verbraucher erhält keine Strompreissignale, die sie veranlassen würden, etwa bei hohem Gesamtstromverbrauch ihren eigenen abzusenken. Das dürfte sich zwar langfristig verbessern, jedoch ist derzeit noch nicht abzusehen, inwieweit sich Erzeugung und Verbrauch allein aufgrund von Strompreissignalen ausgleichen.³⁴

Daraus folgt: Während übliche Märkte sowohl den Preis als auch die Menge eines Produkts steuern, erfolgt im Strommarkt die Mengensteuerung bislang durch die Physik: Da der Verbrauch quasi vorgegeben ist und sich Erzeugung und Verbrauch ständig im Gleichgewicht befinden müssen, bleibt dem Markt „nur“ die Ermittlung des Gleichgewichtspreises.

- Die Stromversorgung war schon vor der Liberalisierung ein hochkomplexes technisches System, das jedoch durch vertikal integrierte Stromversorgungsunternehmen weitgehend auf bestmöglichen technischen Stand optimiert war, wenn auch nicht auf einen niedrigen Strompreis für Standardverbraucher. Durch die Liberalisierung ist diesem komplexen technischen System eine komplexe marktwirtschaftliche Struktur übergestülpt worden, die nun Vorgaben für das physikalische System macht.

³⁴ FhG-ISI und Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft: Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland, Agora-Energiewende, Berlin 2013

Ergebnis ist zum einen eine erhebliche Erhöhung der Komplexität des Gesamtsystems und zum anderen, dass die verschiedenen Beteiligten nunmehr ihre Zuständigkeitsbereiche auf ihre eigenen Ziele hin optimieren, insbesondere die Hauptakteure Kraftwerksbetreiber und Netzbetreiber, nämlich die Minimierung der Stromerzeugungskosten einerseits und die Minimierung der Netzkosten andererseits.

So bedeutet Wettbewerb unter den Kraftwerksbetreibern, dass jeder andere Stromerzeuger Konkurrent ist, obwohl erst die Stromerzeugung aller Kraftwerke die Deckung des gesamten Stromverbrauchs ermöglicht. Hier wird ein grundsätzliches Problem des liberalisierten Stromversorgungssystems sichtbar: Es gibt keine Gesamtoptimierung mehr, da die Kraftwerksbetreiber nur ihren eigenen Kraftwerkspark optimieren, während für die Deckung der Gesamtnachfrage und die Wahrung der Systemsicherheit die ÜNB zuständig sind.³⁵

B. Preisbildung im Stromgroßhandelsmarkt

Mit der Liberalisierung der Stromversorgung hat sich der Mechanismus der Strompreisbildung grundlegend gewandelt.³⁶ Während vor der Liberalisierung die Preisbildung auf den Durchschnittskosten der Erzeugung basierte, gewann mit der Etablierung der Strombörsen zunehmend eine Preisbildung auf Grundlage der Grenzkosten der Erzeugung an Bedeutung. Inzwischen spielt die Preisbildung auf Basis der Durchschnittskosten keine Rolle mehr.

Auf dem EEX-Spotmarkt kommt für die Preisbildung ein Einheitspreismechanismus in Form einer geschlossenen Auktion zur Anwendung. „Geschlossen“ bedeutet, dass ein Anbieter oder Nachfrager im Vorfeld der Preisfeststellung keine Kenntnis über die Angebote oder Nachfragen anderer Akteure erlangt. Das Verfahren ist vergleichsweise einfach: Anbieter und Nachfrager hinterlegen ihre jeweiligen Gebote bei der Strombörse. Aus den individuellen Geboten der prospektiven Verkäufer generiert die Börse eine Angebotsfunktion, indem sie die Gebote nach dem Preis (ansteigend) sortiert. Daraus entsteht für jede

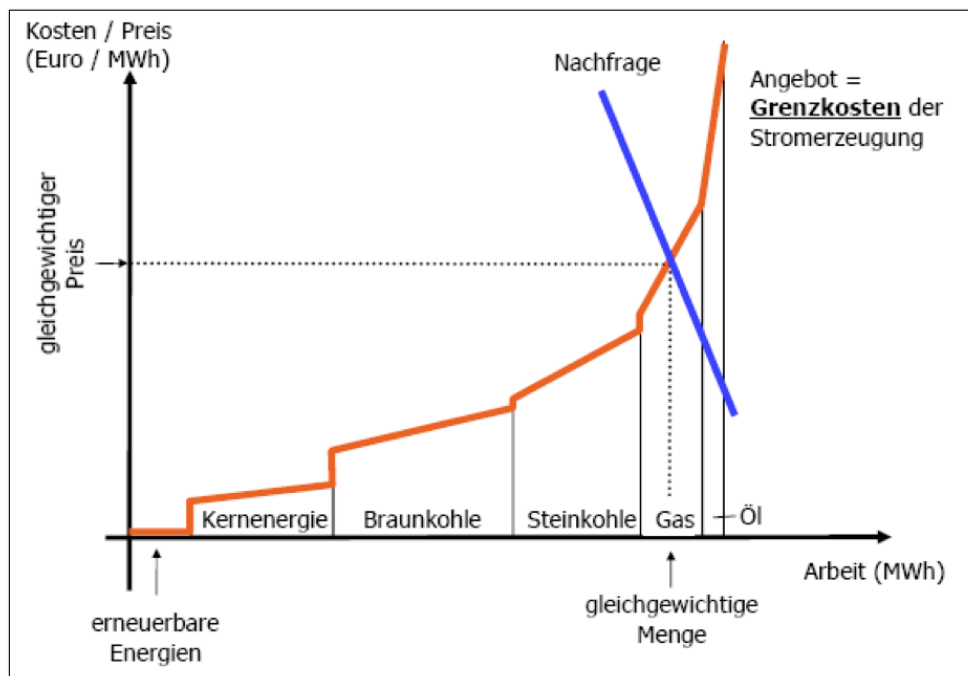
³⁵ De Vries L. J.: Securing the public interest in electricity generation markets, Dissertation, Technische Universität Delft, 2004

³⁶ Entnommen aus: Canty K.: Faire Strompreise – Grundlagen und Handlungsbedarf, Infra-comp, Berlin, 2009

Stunde des Folgetages eine Angebotskurve. Gleichzeitig generiert die Börse aus den individuellen Nachfragen aller prospektiven Käufer eine kumulierte Nachfragekurve, deren Mengen ebenfalls nach dem Preis sortiert sind (Merit-Order-Mechanismus).

Der Schnittpunkt der Angebots- und Nachfragekurven bestimmt den Markt-räumungspreis für die jeweilige Stunde des Folgetages. Es verkaufen also alle jene Anbieter ihren Strom, deren Preisangebot maximal gleich dem Markt-räumungspreis war. Umgekehrt werden nur jene Nachfrager bedient, die bereit waren, mindestens den Markt-räumungspreis zu bieten.

Preisbildung auf dem Strommarkt



Quelle: BODE 2008

Merit-Order-Kurve bei elastischer Stromnachfrage³⁷

(Abszisse: Stromangebot bzw. Stromnachfrage in MWh pro Angebotsstunde; bei vollkommen unelastischer Stromnachfrage verläuft die Nachfragekurve senkrecht)

An den Strombörsen wird Strom mit unterschiedlichen Vorlaufzeiten gehandelt: Am Spotmarkt wird der Bedarf für die jeweilige Stunde des nächsten Tages gehandelt, Intraday innerhalb des jeweiligen Tages und am Terminmarkt werden Verträge mit Laufzeiten bis zu mehreren Jahren gehandelt.

³⁷ Bode et al.: Anreize für Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Förderungsinstrumenten, arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, Hamburg, 2008, Seite 13

Jedoch wird an der Strombörse nur ein Teil des Stroms gehandelt, da Kraftwerksbetreiber auf der einen Seite und Stromvertriebsunternehmen und Großabnehmer auf der anderen Seite auch bilateral Stromliefer- und Strombezugsverträge aushandeln (OTC = Over the Counter). Allerdings wird der Börsenpreis auch für solche außerbörslichen Geschäfte als Grundlage der Preisfindung verwendet.

Die Erträge der Kraftwerksbetreiber werden traditionell zu über 90 % auf dem EOM erzielt.

Eine wichtige Folge des Systemverhaltens der Stromversorgung ist, dass bei sehr großer Nachfrage Reservekraftwerke aktiviert werden müssen, um einen Zusammenbruch der Stromversorgung zu verhindern. Das hat jedoch zur Folge, dass deswegen die Börsenstrompreise, also am rechten Rand der Merit-Order-Kurve, nicht so hoch ansteigen und so lange andauern, dass die Erlöse zur Refinanzierung solcher Kraftwerke ausreichen.

Neben dem EOM besteht als zweites Marktsegment ein Markt für Regelleistung.³⁸ Dieser dient der Gewährleistung der kurzfristigen Sicherheit des Stromversorgungssystems und dem Ausgleich von Prognoseabweichungen zwischen vertraglichem und physikalischem Stromfluss. Hierbei werden drei Produkte, nämlich Primärreserve, Sekundärreserve und Minutenreserve, durch die ÜNB ausgeschrieben. Kraftwerksbetreiber bieten dazu Kapazitäten an, die im Falle des Zuschlags unabhängig vom EOM eingesetzt werden. Die Preisbildung in beiden Märkten bedingt sich jedoch unmittelbar, da zahlreiche Kraftwerke in beiden Märkten Angebote abgeben können. Die Kosten werden den Marktteilnehmern in Rechnung gestellt. Der Regelleistungsmarkt wird ausschließlich von den ÜNB bewirtschaftet.

Zusätzlich schließen die ÜNB bilaterale Verträge mit Kraftwerksbetreibern für die Bereitstellung von technischen Systemdienstleistungen wie Blindleistungsbereitstellung und Schwarzstartfähigkeit³⁹ ab.

³⁸ Prognos, Endbericht Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende, Berlin, 7.11.2012

³⁹ Schwarzstartfähigkeit bedeutet, dass ein Kraftwerk ohne Inanspruchnahme von Strom aus dem Stromnetz den Betrieb aufnehmen kann, was zur Wiederherstellung der Stromversorgung nach einem Blackout wichtig ist.

C. Bedeutung einer sicheren Stromversorgung

Stromversorgungssicherheit wird hier als andauernde Belieferung des Stromverbrauchers mit Strom verstanden (Systemsicherheit), nicht die zuverlässige Belieferung von Brennstoffen für die Stromerzeugung in Kraftwerken.

Welche Bedeutung eine ununterbrochene Versorgung mit Strom hat, wird meist erst dann bewusst, wenn sie unterbrochen ist: In der elektrifizierten Welt heutiger Gesellschaften funktioniert fast keine Technik mehr ohne Strom. Der wissenschaftliche Dienst des Deutschen Bundestages hat hierzu eine umfangreiche Untersuchung vorgelegt⁴⁰. Demnach fallen sofort aus:

- Beleuchtung
- Kommunikation
 - o Festnetztelefon (nur alte Analogtelefone könnten noch eine Weile benutzbar bleiben)
 - o Mobiltelefon (örtliche Mobilfunkstationen ohne Notstromversorgung)
 - o Fahrstühle und deren Notrufe
 - o Fernseh- und batteriearme Radiogeräte
 - o Briefverkehr (Postverteilzentren ohne Notstromversorgung)
- Schreibtischrechner (Datenverlust wahrscheinlich)
- Trinkwasserversorgung
- Wärmeversorgung üblicher Heizungen
- Schienenbahnen
- Verkehrsampeln
- Tankstellen
- häusliche medizinische Geräte ohne Batterieversorgung

Schon diese kurze Aufzählung lässt die Dramatik der Auswirkungen eines Stromausfalls erkennen. Bei einem mehrtägigen großflächigen Stromausfall muss befürchtet werden, dass die öffentliche Ordnung zusammenbricht und Chaos mit Plünderungen entsteht, so dass zur Wiederherstellung der Ordnung die Bundeswehr im Innern eingesetzt werden muss.

⁴⁰ Bericht des Bundestags-Ausschusses für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung: Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften am Beispiel eines großräumigen und langandauernden Ausfalls der Stromversorgung, Drucksache 17/5672, 27.04.2011

Des Weiteren sollte man sich dessen bewusst sein, dass sich ein lokaler Stromausfall schnell über Kontinentaleuropa ausbreiten kann. Den letzten großen Blackout verursachte am 4. November 2006 der damalige ÜNB E.ON.⁴¹ Es begann mit der routinemäßigen Abschaltung einer Höchstspannungsleitung. Hinzu kam ein Missverständnis über die Belastbarkeit der Kuppelstellen zwischen den Regelzonen von E.ON und RWE. Außerdem hatten die Netztechniker nicht mit Veränderungen der Lastflüsse durch den Stromhandel gerechnet. So fehlten plötzlich Reserven. Dadurch fiel innerhalb weniger Minuten der Strom für etwa 10 Millionen Menschen in Mittel- und Westeuropa aus. Das zeigt, wie außerordentlich schnell und raumgreifend sich Störungen auf das Stromversorgungssystem auswirken können. Glücklicherweise gelang es nach 37 Minuten, die Stromversorgung überall wieder herzustellen.

Eine Studie von Frontier Economics⁴² im Auftrag des RWE kommt bezüglich der finanziellen Auswirkungen von Stromunterbrechungen zu folgenden Ergebnissen:

- Deutschland verfügt europaweit über die höchste Stromversorgungsqualität mit (2004) nur 15 Minuten Stromausfall pro Jahr und Kunde (Spanien 215 und USA 100 Minuten).
- Eine sichere Stromversorgung hat einen Wert, der den Strompreis um den Faktor 10 bis 100 übersteigt.
- Die volkswirtschaftlichen Kosten der Nichtlieferung von Strom betragen 8 – 16 €/kWh.
- Basierend auf internationalen Studien lassen sich für Deutschland u. a. folgende volkswirtschaftliche Kosten abschätzen:
 - o Absinken der Versorgungsqualität auf spanisches Niveau:
Jährlich 1,6 – 3,3 Mrd. €,
 - o Stromausfall in ganz Deutschland an einem Wintertag:
Einstündig 0,6 – 1,3 Mrd. € bzw. ganztägig 14 – 30 Mrd. €.

EWI beziffert die durchschnittlichen Kosten von Stromausfällen in Deutschland auf rd. 430 Mio. € pro Stunde mit einem Spitzenwert von 750 Mio. € pro Stunde an einem Montag im Dezember zwischen 13 und 14 Uhr.⁴³

⁴¹ Leuschner, U.: Kurzschluss, wie unsere Stromversorgung teuer und schlechter wurde, Edition Octopus, 2007

⁴² Frontier Economics Ltd: Kosten von Stromversorgungsunterbrechungen, London, 4.7.2008

Zwar könnte man fordern, dass diejenigen, die auf eine sichere Stromversorgung angewiesen sind, selbst dafür zu sorgen haben, etwa indem sie Notstromaggregate aufstellen. Angesichts der Durchmischungseffekte im Stromnetz erscheint es jedoch zweifelhaft, dass ein solches Vorgehen bis auf Ausnahmefälle wie etwa bei Krankenhäusern als generelle Lösung volkswirtschaftlich effizienter ist als eine ausreichende Kapazitätsvorhaltung auf der Seite des Stromversorgungssystems.

Allgemeiner stellt sich die grundsätzliche Frage, inwieweit es sinnvoll und verantwortbar ist, für die Gesellschaft kritische Infrastrukturen dem privatwirtschaftlichen Gewinnstreben mit seinen kurzfristigen Renditeerwartungen zu unterwerfen. Weniger kritische netzbezogene Infrastrukturen wie insbesondere die Deutsche Bahn AG sind bisher bewusst nicht durchgreifend wettbewerblich organisiert worden. Im Grunde ist Versorgungssicherheit wie ein öffentliches Gut nicht marktfähig. Daraus folgt, dass die Stromversorgungssicherheit dem Markt gesetzlich vorgegeben werden sollte, etwa dahingehend, dass die Stromversorgungssicherheit nicht unter das heutige Niveau sinken darf.

Vor diesem Hintergrund sollte das neue Strommarktdesign wie folgt aufgebaut sein:

- Es gibt einen „physikalischen Bereich“, der die Erfordernisse der Versorgungssicherheit abbildet. Hier muss bei Stabilitätsproblemen der ÜNB anordnen können.
- Es gibt einen „marktwirtschaftlichen Bereich“, der Optimierungen im Normalbetrieb ermöglicht und fördert.

Mit einem solchen Konzept können sowohl die Erfordernisse einer sicheren Stromversorgung erfüllt als auch die Vorteile des marktwirtschaftlichen Wettbewerbs genutzt werden.

⁴³ Growitsch et al.: The Costs of Power Interruptions in Germany, EWI Working Paper 13/07, Köln, April 2013

D. Literaturverzeichnis

1. Im Text zitierte Literatur

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

Bericht des Ausschusses für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages: Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften am Beispiel eines großräumigen und langandauernden Ausfalls der Stromversorgung, Drucksache 17/5672, 27.04.2011

BMU et al.: Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland, Ergebnisbericht des Fachdialogs „Strategische Reserve“, Berlin, Mai 2013

Bode et al.: Anreize für Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Förderungsinstrumenten, arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, Hamburg, 2008, Seite 13

Canty K.: Faire Strompreise – Grundlagen und Handlungsbedarf, Infracomp, Berlin, 2009

De Vries L. J.: Securing the public interest in electricity generation markets, Dissertation, Technische Universität Delft, 2004

E-Bridge Consulting et al.: White Paper zu einem nachhaltigen Strommarktdesign, Bonn, Okt. 2013

EWI: Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign, Köln, März 2012

Falkenhagen, J.: Kritik an Argumenten für eine Planungsbehörde oder feste Vorgaben zur marktwidrigen Kapazitätsplanung am Elektrizitätsmarkt, Windland Energieerzeugungs-GmbH, Berlin 2012/2013

FhG-ISI: Zum Einfluß der Preisgestaltung leitungsgebundener Energieträger auf die Rationelle Energieverwendung, Karlsruhe, Februar 1987

FhG-ISI und Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft: Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland, Agora-Energiewende, Berlin 2013

Frontier Economics Ltd: Kosten von Stromversorgungsunterbrechungen, London, 4.7.2008

Gottstein et al.: Über Kapazitätsmärkte hinaus denken: Flexibilität als Kernelement, RAP – Regulatory Assistance Project, Berlin, 2012

Grashof, K. et al.: Aktionsprogramm flexible Kapazitäten – Die nächsten Schritte zum Erhalt der Strom-Versorgungssicherheit, IZES gGmbH, Okt. 2013

Growitsch, et al.: The Costs of Power Interruptions in Germany, EWI Working Paper 13/07, Köln, April 2013

Handelsblatt, Fangnetz für sichere Stromversorgung, Düsseldorf, 8.1.2014

Hobohm J. et al.: Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende, Prognos, Berlin, Nov. 2012, Seite 5

Höfling H.: Die Funktionsfähigkeit des Energy-Only-Marktes bei hohen Anteilen erneuerbarer Stromerzeugung, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63. Jg. (2013) Heft 12

Höfling H.: Investitionsanreize für neue Erzeugungskapazität unter wachsendem Einfluss erneuerbarer Stromerzeugung, *ZSW, Stuttgart*, Juli 2013

Leuschner, U.: Kurzschluss, wie unsere Stromversorgung teuer und schlechter wurde, *Edition Octopus*, 2007

Neuhoff K. et al.: Strategische Reserve zur Absicherung des Strommarkts, *DIW, Berlin, DIW-Wochenbericht* 48/2013, S. 13

Nicolosi M.: Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland (Zwischenbericht), *ECOFYS Germany GmbH, Berlin*, Juni 2012

Nicolosi M.: Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen (Endbericht), *ECOFYS, Berlin*, Sept. 2012

Ockenfels (Federführung): Langfristige Steuerung der Versorgungssicherheit im Stromsektor, *Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Berlin*, Sept. 2013

Prognos, Endbericht Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende, *Berlin*, 7.11.2012

Sachverständigenrat für Umweltfragen: Den Strommarkt der Zukunft gestalten, *Sondergutachten, Berlin*, Nov. 2013, insbesondere Tz 19 und 47

Sigel G. et al.: Die Elektrizitätstarife – Nachfrage und Gestehungskosten elektrischer Arbeit, *Aufbau und Anwendung der Tarife, Springer, Berlin*, 1935

2. Im Text nicht zitierte Literatur

Agora Energiewende: 12 Thesen zur Energiewende, *Berlin*, Nov. 2012

Agora Energiewende: Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?, *Berlin*, Aug. 2012

Agora Energiewende: Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?, *Berlin*, März 2013

Agora Energiewende: Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland, *Berlin*, Aug. 2013

Agora Energiewende: Strommarktdesign im Vergleich: Ausgestaltungsoptionen eines Kapazitätsmarkts, *Berlin*, Juni 2013

Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2013 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5, *Stand* 30. Sept. 2013

BMWi, BMU: Erster Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“, *Berlin*, Dez. 2012

Bode S. et al.: Die künftige Rolle von Gaskraftwerken in Deutschland, *arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, Hamburg*, Okt. 2011

Bode S. et al.: Elements of a Sustainable Design for Electricity Markets, *arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, Hamburg*, Nov. 2011

Bundesnetzagentur: Genehmigung Szenariorahmen 2013, Bonn, Aug. 2013

Canty K.: Faire Strompreise – Grundlagen und Handlungsbedarf, infraCOMP, Berlin, 2009

Consentec, r2b Energy Consulting: Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem, Aachen/Köln, 2010

Consentec, EWI, IAEW: Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung, Aachen/Köln, Sept. 2010

Consentec: Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland, Aachen, Feb. 2012

Cramton P., Ockenfels A.: Ökonomik und Design von Kapazitätsmärkten im Stromsektor, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61. Jg. (2011) Heft 9 S. 14

Ehlers N.: Strommarktdesign angesichts des Ausbaus fluktuierender Stromerzeugung, Dissertation Technische Universität Berlin, Berlin, 2011

Enervis Energy Advisors GmbH, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH: Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland, Berlin/Aachen, März 2013

Filippini M. et al.: Ein Pool-Modell für die schweizerische Elektrizitätswirtschaft, Universität Zürich

Greenpeace: Locked In The Past, Why Europe's Big Energy Companies Fear Change, Hamburg, Feb. 2014

Groscurth H.-M.: Zur Wirtschaftlichkeit von Kohlekraftwerken am Beispiel des geplanten Kohlekraftwerks in Mainz, arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik Hamburg, 2009

Hauser, E. et al.: Kompassstudie Marktdesign – Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien, IZES gGmbH, Saarbrücken, Dez. 2012

Hauser, E. et al.: Systemintegration von Erneuerbaren Energien durch Nutzung von Marktmechanismen im Stromsektor, ZES gGmbH, Saarbrücken, Nov. 2011

Hermann N. et al.: Gewinner und Verlierer eines Kapazitätsmarktes – Verteilungswirkungen eines neuen Strommarktdesigns, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 62. Jg. (2012) Heft 1/2

Hollinger R. et al.: Speicherstudie 2013, FhG-ISE, Freiburg, Jan. 2013

John O.: The Role of TSOs in the European Electricity Market, Amprion, Dortmund, Oct. 2013

Kost C. et al.: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, FhG-ISE, Freiburg, Nov. 2013

Leprich, U., Bofinger P. et al.: Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH Aachen, Bofinger Würzburg, IZES gGmbH Saarbrücken, Okt. 2013

Mayer J. N. et al.: Kohleverstromung zu Zeiten niedriger Börsenstrompreise, FhG-ISE, Freiburg, Aug. 2013

Müsgens F. et al.: Economics and Design of Balancing Power Markets in Germany, University of Technology, Cottbus, Working Paper 2011/01

Nicolosi M.: „Analyse der Ursachen für negative Strompreise am 3./4. Oktober 2009 und möglicher Abhilfemaßnahmen“, EWI, Köln, Feb. 2010

Nitsch J.: Szenario 2013 – Eine Weiterentwicklung des Leitszenarios 2011, Stuttgart, April 2013

Krzikalla N. et al.: Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen, April 2013

Ockenfels, A.: Strombörse und Marktmacht, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 57. Jg. (2007) Heft 5

Özdemir Ö. et al.: Generation Capacity Investments and High Levels of Renewables The Impact of a German Capacity Market on Northwest Europe, ECN, LG Petten, Niederlande, Mai 2013

Prognos AG: Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende, Berlin, Nov. 2012

Prognos AG: Entwicklung von Stromproduktionskosten – Die Rolle von Freiflächen-Solarkraftwerken in der Energiewende, Berlin, Okt. 2013

Rosenkranz, G. et al.: Energiewende oder Energiewendeende, Deutsche Umwelthilfe, Berlin Sept. 2013

Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts, Brüssel, Dez. 2011

Waver, Förderung erneuerbarer Energien im liberalisierten deutschen Strommarkt, Dissertation Universität Münster, 2007

Weißbach T.: Verbesserung des Kraftwerks- und Netzregelverhaltens bezüglich handelsseitiger Fahrplanänderungen, Dissertation Universität Stuttgart, Stuttgart 2009

Winkler J. et al.: Perspektiven für die langfristige Entwicklung der Strommärkte und der Förderung Erneuerbarer Energien bei ambitionierten Ausbauzielen, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Lehrstuhl für Energiewirtschaft IIP, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, April 2013

Winkler J.: Assessment of electricity market designs for a completely renewable electricity system: a case study for Germany, Masterarbeit Imperial College London, London, Sept. 2011