

„Ergebnisoffenheit“, „Verbindlichkeit der Ergebnisse des Dialogs“ aber auch „Empathie“, „Wertschätzung“ und „Fairness“.

Allerdings ist davon auszugehen, dass es auf beiden Seiten Akteure gibt, die sich von einer Eskalation des Konfliktes eine höhere Zielerreichung versprechen. Aufgrund der Eigenlogiken von Massenmedien und Politik<sup>48</sup> können Aktivitäten von eskalationsbereiten Gruppen – auch wenn sie eine deutliche Minderheit darstellen – den Konfliktverlauf bestimmen. Um darauf zu reagieren, sind Maßnahmen angezeigt, die die Durchsetzungsfähigkeit von eskalationsbereiten Minderheiten reduzieren und allen Parteien gleichberechtigten Raum bieten, Stellungnahmen und Positionen im Konflikt zu artikulieren. Damit erhöht sich die Wahrscheinlichkeit, dass konstruktive Lösungen erreicht werden.

## E Fazit und Ausblick

Der Beitrag zeigt, dass es noch vielfältige Defizite in den Planungs- und Genehmigungsverfahren für dezentrale Energieanlagen gibt. Diese werden in ihrer Komplexität deutlich, wenn eine integrierte Sicht aus rechtlicher Analyse der Handlungsmöglichkeiten, aus sozialwissenschaftlicher Untersuchung von Milieubildung und Konfliktentwicklung sowie aus der Interaktionsforschung von Konfliktverlauf und Konfliktkommunikation eingenommen wird. Daraus ergeben sich erste Verbesserungsvorschläge. Sie beziehen sich auf geeignete rechtliche Rahmenbedingungen, organisatorische Neuerungen sowie verbesserte Kommunikationsstrategien und Interventionsmöglichkeiten.

Die vorgestellten ersten Bausteine werden im Verlauf des Projekts weiter entwickelt und ergänzt. Zwischenziel ist es, ein abgestimmtes Konzept einer fairen, auch konträre Interessen berücksichtigenden Öffentlichkeitsbeteiligung zu erarbeiten. Dieses wird dann in konkreten Planungs- und Genehmigungsverfahren erprobt und weiter verbessert.

## Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt

Dr.-Ing. Eike Schwarz\*

### Wichtigste Ergebnisse und Handlungsbedarf

**Kapazitätsmärkte** wie der von der Elektrizitätswirtschaft geforderte dezentrale Leistungsmarkt benachteiligen Windkraft- und PV-Anlagen, weshalb jetzt nicht ein Kapazitätsmarkt eingerichtet werden sollte. Vielmehr sollten zunächst die erheblichen Weiterentwicklungsmöglichkeiten des Strommarkts ausgeschöpft werden, insbesondere

- Flexibilisierung der Börsenstrommärkte,
- engere Kopplung zwischen Börsenstrommärkten und Regelleistungsmärkten,
- 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. Falls sich in einigen Jahren herausstellen sollte, dass ein Kapazitätsmarkt notwendig ist, kann er immer noch eingerichtet werden.

Die **Sicherstellung der Stromversorgung** ist von herausragender Bedeutung für Volkswirtschaft und Gesellschaft. Deshalb sollte für Notfälle eine Strategische Reserve im Umfang von einigen GW aufgebaut werden. Dementsprechend ist die Reservekraftwerksverordnung zu novellieren.

Die durch das EEG 2014 eingeführte **Verpflichtung zur Direktvermarktung** für Windkraft- und PV-Anlagen ist angesichts der Defizite des Strommarkts und des großen Bestands an inflexiblen konventionellen Kraftwerken verfrüht eingeführt worden. Notwendig ist jetzt eine schnelle Flexibilisierung des Strommarkts und eine Reform des CO<sub>2</sub>-Emissionshandelssystems.

## A Auswirkungen von Kapazitätsmärkten auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

### I. 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 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 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 aktuelle 18. Legislaturperiode des Deutschen Bundestages.

Dagegen befürchten Befürworter der EE, dass der weitere Ausbau der EE-Stromerzeugung bei bloßer Integration in den heutigen Strommarkt, also ohne eine EEG-Förderung, selbst dann zum Er-

48. S. Kap. C VII.

\* Diplom-Physiker, Leitender Ministerialrat a. D.; u. a. 1984–2002 Wirtschaftsministerium NRW, dort 1987 „Bericht der Landesregierung NRW zur Umsteuerung auf eine Energieversorgung ohne Kernkraft“ und 1992 „Klimabericht NRW“. 2004 Gesetzesvorschläge zur Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes für den Bundesverband Erneuerbare Energien.

liegen kommt, wenn ihre Stromerzeugungskosten nicht mehr höher als bei konventionellen Kraftwerken sind. Denn es habe sich inzwischen herausgestellt, dass teilweise auch konventionelle 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.

Ausgangspunkt ist der heutige Strommarkt. Dieser ist als sog. Energy-Only-Markt (EOM) gestaltet, auf dem nur Strommengen (MWh) gehandelt werden. Allerdings wird seit schon mindestens 10 Jahren in Wissenschaft und Stromwirtschaft diskutiert, ob die im Zuge der Liberalisierung eingeführte Marktordnung des EOM in der Lage ist, die für eine sichere Stromversorgung notwendigen Kraftwerke marktwirtschaftlich zu refinanzieren.<sup>1</sup> Hauptgrund für diese Diskussionen sind fundamentale Unterschiede des Stromversorgungssystems im Vergleich zu 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 nicht großtechnisch wirtschaftlich speichern. Deshalb muss im gesamten kontinentaleuropäischen Verbundnetz die Summe aller Stromerzeugungen (= Kraftwerksleistungen) genauso groß sein wie die Summe aller Stromverbräuche, und zwar im Sekundenbereich (!).
- Es ist eine besondere Eigenschaft des Produktes Strom, dass dessen Qualität durch das Stromversorgungssystem als Ganzes bestimmt wird, also Kraftwerke und Stromnetz, und nicht durch die Hersteller des Erzeugnisses allein, also die Kraftwerke. Für die Stromverbraucher am wichtigsten ist 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.
- Die Stromversorgung war schon vor der Liberalisierung ein hochkomplexes physikalisches 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 System eine komplexe marktwirtschaftliche Struktur übergestülpt worden, die nun Vorgaben für das physikalische System macht. Ergebnis ist zum einen eine erhebliche Erhöhung der Komplexität des Gesamtsystems und zum anderen, dass insbesondere die Hauptakteure Kraftwerksbetreiber und Netzbetreiber ihre Zuständigkeitsbereiche auf ihre eigenen Ziele hin optimieren, nämlich die Minimierung der Stromerzeugungskosten einerseits und der Netzkosten andererseits. Wettbewerb unter den Kraftwerksbetreibern bedeutet jedoch, 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 ihre eigenen Kraftwerksparks optimieren, wohingegen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für die Deckung der Gesamtnachfrage und die Wahrung der Systemsicherheit<sup>2</sup> zuständig sind. Es wäre daher unzureichend, wenn sich die Aufsicht durch die Bundesnetzagentur ausschließlich auf den Monopolbereich „Stromnetz“ beschränkte, vielmehr hat sie auch den Wettbewerbsbereich „Stromerzeugung“ in den Blick zu nehmen.

Angesichts dieser Sachverhalte ist eine eingehende Auseinandersetzung mit den Mechanismen des EOM erforderlich, zumal das eingangs genannte Wirtschaftlichkeitsproblem konventioneller Kraftwerke schon ohne EE-Stromerzeugung entstanden war, wenn

es auch dadurch verschärft wird: Zum einen, weil konventionelle Kraftwerke nunmehr weniger Strom absetzen können, zum anderen, weil der Börsenstrompreis sinkt: Bisher in der Grundlast eingesetzte Kohle- und Kernkraftwerke können wegen technischer Inflexibilitäten nicht im benötigten Umfang zurückgefahren werden, sodass ein Stromüberangebot entsteht.

Allerdings betrifft das Wirtschaftlichkeitsproblem besonders stark 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 von Windkraft- und PV-Anlagen an der Stromerzeugung sinkt der Börsenstrompreis, der weitgehend durch die Brennstoffkosten bestimmt wird, die hier jedoch entfallen. Ergebnis ist, dass es solche Anlagen noch schwerer haben als konventionelle Kraftwerke, ausreichende Erlöse für einen wirtschaftlichen Betrieb zu erzielen.
- 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 Erlöse aus der Stromerzeugung von Wind- und PV-Anlagen anders als bei konventionellen Kraftwerken nur Wahrscheinlichkeiten angebar mit den entsprechenden Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit und das Investitionsrisiko.
- An die schwankende Erzeugung von Windkraft- und PV-Anlagen werden sich die Stromverbraucher vorerst kaum anpassen können oder wollen. Deshalb muss der restliche benötigte Strom durch steuerbare Kraftwerke gedeckt werden, denn eine direkte Stromspeicherung im benötigten großtechnischen Umfang ist nicht wirtschaftlich möglich. Ein Teil dieser Kraftwerke wird jedoch nur wenige hundert Stunden im Jahr und in manchen Jahren auch gar nicht eingesetzt. Deswegen können sie am heutigen EOM nicht wirtschaftlich betrieben werden.

Vor diesem Hintergrund stellt sich holzschnittartig skizziert das zukünftige Stromversorgungssystem wie folgt dar:

- Die Strommenge (MWh, „Stromarbeit“) erzeugen im Wesentlichen Windkraft- und PV-Anlagen.
- Bei unzureichender Stromerzeugung aus Wind- und PV-Anlagen muss die für die sichere Stromversorgung jederzeit notwendige elektrische Leistung (MW) durch steuerbare Kraftwerke im Umfang des höchstmöglichen Stromverbrauchs bereitgestellt werden. Das erfolgt überwiegend durch Erdgas-Bereitschaftskraftwerke sowie durch Laufwasserkraftwerke, (Block-)Heizkraftwerke auf Erdgas- und Biogasbasis sowie restliche Kohlekraftwerke.<sup>3</sup>
- Wegen der schnellen Schwankungen der Stromerzeugung aus Windkraft- und PV-Anlagen („steile Gradienten“) müssen die steuerbaren Kraftwerke hochflexibel sein. Stromspeicher und Pumpspeicherkraftwerke erleichtern die Einhaltung des Gleichgewichts zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch.<sup>4</sup>

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

2. Systemsicherheit: insbesondere Frequenzhaltung und Spannungshaltung

3. Erdgas kann langfristig durch aus EE erzeugtes Methan abgelöst werden („Power to Gas“).

4. Möglicherweise eröffnen Akkumulatoren in Elektrofahrzeugen wegen

Da Deutschland eine Stromversorgung anstrebt, die bis 2050 zu mindestens 80 % auf EE basieren soll, stellt sich nun die Frage, wie die Strommarktordnung ausgestaltet werden sollte, damit der Übergang von der heutigen Stromerzeugung auf die künftig EE-basierte möglichst kontinuierlich und kostengünstig erfolgt.

## II. Elektrizitätswirtschaft fordert Kapazitätsmarkt

Wegen der Defizite des heutigen EOM fordert die Elektrizitätswirtschaft neue Marktbedingungen für konventionelle Kraftwerke, insbesondere einen sog. Kapazitätsmarkt.<sup>5</sup> 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 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.<sup>6,7</sup> Demnach sei der EOM nicht in der Lage, die notwendigen Neuinvestitionen anzureizen, u. a. weil die Stromnachfrage trotz intelligenter Zähler u. dgl. zu preisunelastisch bleibe. Deshalb könnten die Börsenstrompreise am sog. rechten Rand der Merit-Order-Kurve nicht so hoch ansteigen und so lange andauern, dass die Erlöse zur Refinanzierung solcher Kraftwerke ausreichen würden. Deshalb sei ein Kapazitätsmarkt notwendig. Andernfalls drohe eine Gefährdung der Sicherheit der Stromversorgung.

## III. 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, indem 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 steuerbaren Kraftwerken vertraglich zusichern, zu einem bestimmten Termin Strom in einem vorher festgelegten Umfang 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 verursachen. 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.

## IV. Gegenpositionen zu Kapazitätsmärkten

Im Gegensatz zum BDEW beurteilt der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Tennet Kapazitätsmärkte skeptisch.<sup>8</sup> 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.<sup>9</sup> Zum einen müssten die Regelleistungsmärkte so gestaltet werden, dass die mit ihnen verbundenen Kosten in vollem Umfang denjenigen angelastet werden, die die Inanspruchnahme von Regelleistung 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 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 Erzeugungsempässen aktivieren können. Diese Kraftwerke sollen nicht am Stromhandel teilnehmen. Im Unterschied zur Strategischen Reserve sollen die Kosten des Fangnetzes einschließlich ihrer Vorkhaltung den Verursachern von Engpässen bei der Stromerzeugung angelastet werden, um diese zu veranlassen, solche Engpässe zu vermeiden.

Der SRU<sup>10</sup> ist der Auffassung, dass in einem auf EE basierenden Stromversorgungssystem beim Ausgleich von Angebot und Nachfrage ein Paradigmenwechsel notwendig sei. Künftig müsse sich

dort anderer Wirtschaftlichkeitsrechnung der direkten Stromspeicherung neue Perspektiven.

5. BDEW: Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarkts, Berlin, Sept. 2013

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

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

8. Handelsblatt, Fangnetz für sichere Stromversorgung, 8.1.2014

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

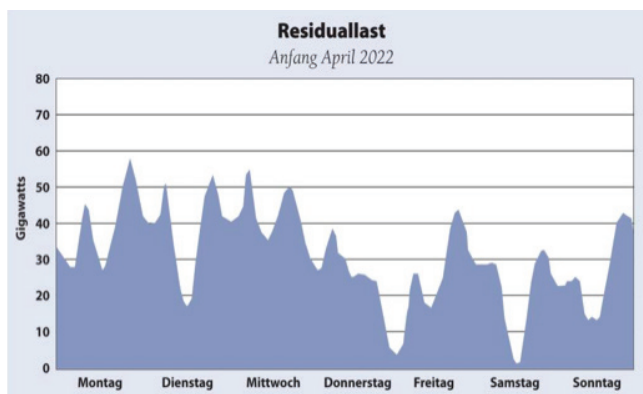
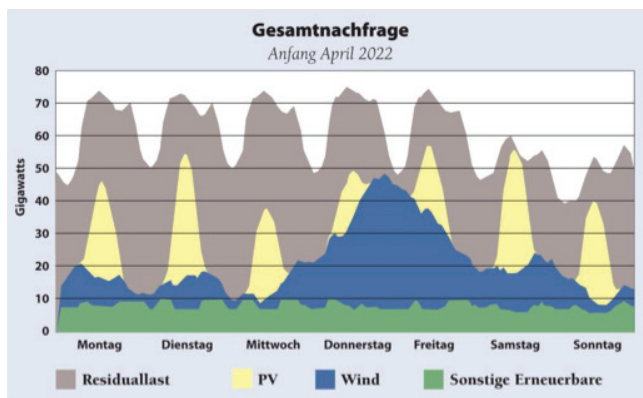
10. Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): Den Strommarkt der Zukunft gestalten, Sondergutachten, Berlin, Nov. 2013, insbesondere Tz 19 und 47

auch der Stromverbrauch 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 auszugleichen. 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.

Gottstein und Skillings<sup>11</sup> 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):



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.<sup>12</sup> 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.

Nicolosi<sup>13,14</sup> hatte bereits 2012 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 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.

Falkenhagen<sup>15</sup> 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 können. Die Installation einer Planungsbehörde werde mit Begriffen wie „Kapazitätsmärkte“

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

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

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

te“ oder „Strategische Reserve“ belegt. Im Kern handele es sich aber um eine Aushebelung der Marktmechanismen im Strommarkt und eine Rückkehr zu planwirtschaftlichen Elementen.

Höfling<sup>16,17</sup> 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 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 Stromversorgung kommen, auch wenn in der längerfristigen Perspektive die Funktionsfähigkeit des EOM wahrscheinlich sei.

## V. Ergebnisse

Zusammengefasst zeigen die Untersuchungen bis auf die genannten Positionen von EWI und teilweise auch des SRU, dass der EOM funktionieren sollte. Jedoch muss dazu der Stromgroßhandel wesentlich flexibler gestaltet werden, und es müssen die Regelenenergie-märkte besser mit ihm verknüpft werden. Auch ist es notwendig, die Stromverbraucher direkt in den Strommarkt einzubeziehen (Kapitel B). Außerdem 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 C).

## B Einbeziehung der Stromverbraucher in den Strommarkt

Die Einführung des Großhandels für Strom über die Strombörse 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 Massengeschäft<sup>18</sup> 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.<sup>19</sup> 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 Stromverbraucher im standardisierten Massengeschäft bisher keine der Marktsituation im Stromnetz entsprechenden Preissignale. Bei einer auf EE basierenden Stromerzeugung mit ihrer starken Dargebotsabhängigkeit ist es dagegen 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 Stromverbrauchern 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 Elektrogroßgeräte 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 Stromverbrauchern 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.<sup>20</sup> 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.

Im Ergebnis sind Strompreise mit einem vergleichsweise hohen festen Anteil und dafür entsprechend niedrigem variablen Anteil keine Lösung. Insbesondere Flatrates sind in der Stromversorgung, wo Energiemengen und nicht bloß Informationen übertragen werden, noch ungeeigneter als im Kommunikationsbereich.<sup>21</sup>

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).

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

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

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

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

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

## C Sicherstellung der Stromversorgung

Der wissenschaftliche Dienst des Deutschen Bundestages hat eine umfangreiche Untersuchung zur Bedeutung einer ununterbrochenen Stromversorgung vorgelegt<sup>22,23</sup>. Demnach fallen nach einer Unterbrechung der Stromversorgung sofort bzw. nach kurzer Zeit aus:

- Trinkwasserversorgung
- Beleuchtung
- medizinische Geräte ohne Batterieversorgung
- Kommunikation (Festnetz- und Mobiltelefone, Schreibtischrechner, Internet, Radio, Fernsehen)
- Heizungen, Fernwärme
- Verkehr (Tankstellen, Verkehrsampeln, Schienenbahnen, Fahrstühle)

Schon diese Aufzählung lässt die Dramatik eines längeren Stromausfalls erahnen. Bei einem mehrtägigen großflächigen Stromausfall muss befürchtet werden, dass die öffentliche Ordnung zusammenbricht und Chaos mit Plünderungen entsteht.

Die finanziellen Auswirkungen von Stromunterbrechungen werden wie folgt geschätzt:<sup>24</sup>

- 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:
  - Absinken der Versorgungsqualität auf spanisches Niveau: Jährlich 1,6 – 3,3 Mrd. €,
  - Stromausfall in ganz Deutschland an einem Wintertag: Einstündig 0,6 – 1,3 Mrd. € bzw. ganztägig 14 – 30 Mrd. €.

In einer anderen Studie werden 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 beziffert.<sup>25</sup>

Zwar könnte man fordern, dass diejenigen, die auf eine sichere Stromversorgung angewiesen sind, selbst dafür zu sorgen hätten, etwa indem sie Notstromaggregate aufstellten. 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 im Stromversorgungssystem selbst. Daher 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 die Straßen- und Eisenbahnnetze sind bisher bewusst nicht privatisiert worden. Im Grunde ist Sicherheit der Stromversorgung wie ein öffentliches Gut nicht marktfähig. Daraus folgt, dass den für die Sicherheit der Stromversorgung verantwortlichen ÜNB das Sicherheitsniveau gesetzlich vorgegeben werden sollte, etwa dahingehend, dass die Stromversorgungssicherheit nicht unter das heutige Niveau sinken darf.

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 sowohl der marktwirtschaftliche Wettbewerb wirken kann als auch die Versorgungssicherheit gewährleistet ist, sollte die Strommarktordnung („Strommarktde-sign“) entsprechend den folgenden Prinzipien gestaltet werden:

- Im Normalbetrieb des Stromversorgungssystems sorgt der EOM für die wirtschaftliche Optimierung des Systems.
- Bei Notfällen müssen die ÜNB als Systemverantwortliche mit absolutem Vorrang die physikalischen Bedingungen des Stromversorgungssystems zur Aufrechterhaltung der Stromversor-

gung erfüllen und dazu schnell und direkt eigene Maßnahmen ergreifen bzw. bei Betreibern von im EOM befindlichen Kraftwerken geeignete Maßnahmen anordnen können.

Zum Normalbetrieb gehört es u. a., dass die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen ausfallen kann, und dass PV-Anlagen nachts keinen Strom liefern. Soweit anderweitige steuerbare Erzeugungskapazitäten erschöpft sind, müssen solche Zeiten durch „Bereitschaftskraftwerke“ (Backup-Kraftwerke) überbrückt werden. Entsprechend den Ausführungen in Kapitel A kann und sollte davon ausgegangen werden, dass der EOM die Errichtung und den Betrieb dieser Kraftwerke regelt.

Zur Sicherstellung der Stromversorgung bei Notfällen wie einem plötzlichen Großkraftwerksausfall oder anderweitiger unerwarteter unzureichender Erzeugungsleistung ist der Einsatz von Reservekraftwerken notwendig. Dies kann auch zur Behebung von Engpässen im Stromnetz erforderlich sein. Es hat sich seit Jahrzehnten bewährt, für solche Notfälle eine frei verfügbare Kraftwerksleistung von einigen Prozent der Stromverbrauchshöchstlast vorzuhalten. Diese Kraftwerke sollten wie folgt in einer sog. „Strategischen Reserve“ organisiert werden:

- Sie umfasst insgesamt einige GW an hochflexiblen und zugleich preiswerten Kraftwerken (z. B. auf der Basis von Flugzeugturbinen).
- Sie steht den ÜNB unmittelbar zur Verfügung.
- Um Marktverfälschungen im EOM zu vermeiden, erfolgt der Einsatz der Reservekraftwerke ausschließlich zur Behebung physikalischer Engpässe im Stromversorgungssystem, also beispielsweise bei Unterschreitung einer in einem technischen Regelwerk festgelegten Netzfrequenz, und nicht aufgrund möglicherweise auch extremer Knappheitspreise des EOM.
- Die Beschaffung und Vorhaltung der Kraftwerke wird marktwirtschaftlich organisiert, die Kosten werden den Stromverbrauchern über die Netzentgelte auferlegt. Dagegen werden die Kosten für die Inanspruchnahme der Strategischen Reserve den Verursachern möglichst direkt angelastet, um diese zu veranlassen, solche Einsätze zu vermeiden.
- Die Strategische Reserve untersteht der Aufsicht durch die Bundesnetzagentur wegen ihrer Bedeutung für die Sicherheit der Stromversorgung und der Umlage ihrer Kosten auf die Netzentgelte.
- Stillgelegte oder von Stilllegung bedrohte hochflexible Kraftwerke können der Strategischen Reserve zugeordnet werden.

Dementsprechend sollten die bisherigen Konzepte<sup>26</sup> der Strategischen Reserve und der Netzreserve zusammengeführt, die Reservekraftwerksverordnung novelliert und ihre Befristung aufgehoben werden.

## D Verpflichtende Direktvermarktung passt nicht zum heutigen Strommarkt

Die Absätze 1 und 2 des § 2 „Grundsätze des Gesetzes“ des inzwischen von Bundestag und Bundesrat beschlossenen EEG 2014 lauten:

22. Die Stromversorgungssicherheit wird hier als andauernde Belieferung des Stromverbrauchers mit Strom verstanden (Systemsicherheit), nicht die zuverlässige Belieferung von Brennstoffen für die Stromerzeugung in Kraftwerken.  
23. 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

24. Frontier Economics Ltd: Kosten von Stromversorgungsunterbrechungen, London, 4.7.2008

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

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

(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 Gesetz 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.“

Wie jedoch die Ausführungen in Kapitel A 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 weiteres Problem stellt der Großhandelsmechanismus dar: Großkraftwerksbetreiber verkaufen ihre Stromerzeugung zum größten Teil auf bis zu drei Jahre im Voraus mittels Terminmarkt- und OTC-Kontrakten.<sup>27</sup> 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 CO<sub>2</sub>-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 Blockangebote<sup>28</sup> 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 sie die entsprechenden Anlagen abregeln müssen.

Des Weiteren muss berücksichtigt werden, dass zur Sicherstellung der Stabilität des Stromversorgungssystems konventionelle Kraftwerke im Umfang von derzeit 15–20 GW in Betrieb sein müssen (sog. „Must-Run-Kraftwerke“).<sup>29</sup> 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.<sup>30</sup> 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 Stromer-

zeugung 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.<sup>31, 32</sup>

Zweck der gleitenden Marktprämie<sup>33</sup> ist es nicht, strukturelle Defizite des EOM und hier insbesondere des Börsenpreismechanismus bezüglich Windkraft- und PV-Anlagen zu kompensieren. Sie dient vielmehr, wie die anderen Fördermaßnahmen des EEG, nur dem Ausgleich anfänglicher Mehrkosten der EE-Stromerzeugungstechnologien gegenüber konventionellen Kraftwerken. Das ergibt sich auch aus der Gesetzesbegründung zum EEG 2012 zur Einführung der Marktprämie:<sup>34</sup>

„Mit zunehmendem Anteil an der Stromversorgung gewinnt die Optimierung des Zusammenspiels von erneuerbaren Energien, konventionellen Kraftwerken, Speichern und den Stromverbrauchern an Bedeutung. Das Energiekonzept der Bundesregierung fordert vor diesem Hintergrund eine bedarfsgerechtere Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Zu diesem Zweck wird mit Teil 3a ein eigenständiger Gesetzesteil zur Marktintegration der erneuerbaren Energien in das EEG aufgenommen und die bisher nur rudimentär angelegte Direktvermarktung ... als eigenständige Säule des EEG aufgebaut. Neben den allgemeinen Bestimmungen zur Direktvermarktung ... ist die zentrale Neuerung die Einführung einer Marktprämie (§§ 33g, 33h EEG), ...“

Im Übrigen ist es 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 Brennstoffkosten 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, ist eine umfassende Systemtransformation notwendig, die nicht isoliert durch eine Novelisierung des EEG vorangetrieben werden kann, sondern ein Bündel aufeinander abgestimmter Maßnahmen erfordert, das zeitgleich in Kraft tritt. Vor diesem Hintergrund hätte die Einführung der Verpflichtung zur Direktvermarktung bei Windkraft- und PV-Anlagen solange verschoben werden müssen, bis Fortschritte bei der Anpassung des EOM an die Eigenschaften der Stromerzeugung aus diesen Anlagen und beim Abbau der Kraftwerksüberkapazität erkennbar werden. Das ist nicht abgewartet worden. Notwendig ist daher jetzt zumindest eine schnelle Reform des EOM, die Flexibilisierung des Kraftwerksparks und ein wirksames CO<sub>2</sub>-Emissionshandelssystem bzw. die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer, damit die übermäßige Braunkohleverstromung und der dadurch mitverursachte Börsenstrompreisverfall beendet wird.

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

28. Angebote am Spotmarkt, die mehrere zusammenhängende Stunden umfassen.

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

30. Agora Energiewende: Historische Daten von Stromerzeugung und -verbrauch

31. *Grashof, K. et al.*: Herausforderungen durch die Direktvermarktung von Strom aus Wind onshore und Photovoltaik, IZES gGmbH, Dez. 2013

32. Dies wird im Grundsatz durch die von Agora Energiewende im Juni 2014 veröffentlichte und von Energy Brainpool, Berlin, erstellte Studie „Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen“ bestätigt.

33. Marktprämie = EEG-Förderung minus Monatsdurchschnitt des Börsenstrompreises

34. Gesetzesbegründung Teil A Abschnitt IV 1 e) Markt- und Systemintegration

## E Schlussfolgerungen und weiteres Vorgehen

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.<sup>35</sup>

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 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.<sup>36</sup> Beides verringert die Wirtschaftlichkeit von Windkraft- und PV-Anlagen gegenüber steuerbaren Kraftwerken.

Vor diesem Hintergrund und angesichts der in Kapitel A skizzierten Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des EOM ist es ratsam, jetzt schrittweise vorzugehen und 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 EE-Stromerzeugungsanlagen mit oder ohne Brennstoffkosten, in dem alle Stromerzeuger gleichberechtigt im Wettbewerb stehen.

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

- Flexibilisierung der Großhandelsmärkte, um die Deckung der zunehmend stärker fluktuierenden Residuallast zu erleichtern,
- engere Kopplung zwischen Großhandelsmärkten und Regelenergiesystemen sowie verursachungsgerechte Anlastung der Regelenergiekosten,
- Einbeziehung der Stromverbraucher in den Marktmechanismus, um den Ausgleich zwischen Stromnachfrage und Stromangebot zu erleichtern,
- Reform des CO<sub>2</sub>-Emissionshandelssystems, um die übermäßige Braunkohleverstromung und den Börsenstrompreisverfall zu beenden.

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

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

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 aufgebaut werden, die nicht am EOM teilnehmen, um keine Marktverfälschungen zu verursachen. Die Vorhaltung der Strategischen Reserve sollte marktwirtschaftlich organisiert werden. Ihr Einsatz sollte jedoch ausschließlich entspre-

chend den physikalischen Anforderungen zur Sicherstellung der Stromversorgung erfolgen. Dementsprechend ist die Reservekraftwerksverordnung zu novellieren und ihre Befristung aufzuheben.

35. 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.

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