Die EEG-Reform und das künftige Strommarktdesign in Deutschland

Autor(en): **Hille, Maren**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse, VSE = revue spécialisée et informations des associations Electrosuisse, AES**

Band (Jahr): **105 (2014)**

Heft 12

PDF erstellt am: **31.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-856325

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Die EEG-Reform und das künftige Strommarktdesign in Deutschland

Eine Beurteilung aus Sicht der Stromwirtschaft

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist in Deutschland in den letzten Jahren zügig vorangeschritten. Vor allem die fluktuierenden Erneuerbaren wie Windenergie und Fotovoltaik sind stark gewachsen. Dieses Faktum stellt jedoch die Stromversorgung in Deutschland vor grosse Herausforderungen. Die EEG-Novelle 2014 war hier ein wichtiger Schritt in die richtige Richtung. Jetzt kommt es darauf an, dass die Politik im Hinblick auf die Weiterentwicklung des Strommarktes und bei der Vorbereitung eines Kapazitätsmechanismus ebenso zügig handelt. Die deutsche Energiewirtschaft hat dazu umfassende Vorschläge vorgelegt.

Maren Hille

Der Ausbau der erneuerbaren Energien hat sich in Deutschland in den letzten Jahren sehr dynamisch entwickelt. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das zu Beginn der letzten Dekade eingeführt wurde, war ein wesentlicher Motor für diesen Erfolg. Lag der Anteil der erneuerbaren Energien am deutschen Strommix im Jahr 2000 noch bei etwa 7 %, so deckten die Erneuerbaren im Jahr 2013 bereits knapp 26 % des deutschen Strombedarfs ab. [1] Das Energiekonzept der deutschen Bundesregierung sieht vor, diesen Anteil bis zum Jahr 2050 auf 80 % zu erhöhen. Das novellierte EEG, das im Sommer 2014 in Kraft getreten ist, sieht Zwischenziele auf diesem Weg vor: Bis zum Jahr 2025 sollen erneuerbare Energien einen Anteil von 40 bis 45 % und bis zum Jahr 2035 55 bis 60 % am Bruttostromverbrauch ausmachen **(Bild 1)**. [2]

Bei der Energiewende geht es aber nicht allein um einen stetigen Ausbau der erneuerbaren Energien und die damit verbundene Erhöhung ihres Anteils am Strommix. Vielmehr erfordert ein steigender Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, dass ein «Rollentausch» auf den Weg gebracht wird: Am Ende müssen die erneuerbaren Energien die Verantwortung für eine zuverlässige Stromversorgung übernehmen (können) – wie heute die konventionellen Energieträger. Das bedeutet beispielsweise, dass sie auch Beiträge zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität leisten müssen. Nach einer Phase, in der der Kapazitätszuwachs der erneuerbaren Energien im Vordergrund stand, befinden wir uns heute auf einer neuen Stufe der Energiewende, in der es darum gehen muss, diesen Rollentausch zu realisieren. Die EEG-Novelle 2014 war hier ein erster richtiger Schritt in die richtige Richtung. Der EEG-Novelle müssen jetzt jedoch weitere Massnahmen folgen, die den angestrebten Umbau der Energieversorgung unter der Massgabe von Kosteneffizienz und Versorgungssicherheit gewährleisten. Gerade der letzte Faktor stellt die gesamte Energiebranche vor enorme Herausforderungen.

Aktuelle Herausforderungen der Energiewende

Ende 2012 waren in Deutschland Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einer Leistung von insgesamt mehr als 73 GW installiert. Mit zusammen über 62 GW hatte die fluktuierende Erzeugung aus Windenergie und Fotovoltaik hieran den weitaus grössten Anteil [3] – mit der Folge, dass die sogenannte «gesicherte Leistung», die erneuerbare Energien heute zur Verfügung stellen, äusserst gering ist. Zum Ausgleich dieses Mangels von gesicherter Leistung besteht nun einerseits ein nach wie vor hoher Bedarf an konventionellen Kraftwerken. Andererseits üben aber die zeitweise sehr hohe Einspeisung aus erneuerbaren Energien und deren Grenzkosten nahe null Druck auf die Grosshandelspreise für Strom aus. Viele konventionelle Kraftwerke rücken daher in der Merit-Order nach hinten und kommen seltener zum Einsatz. Die geringen Laufzeiten und das niedrige Preisniveau führen dazu, dass ein wirtschaftlicher Betrieb immer seltener möglich ist und inzwischen gesicherte Leistung durch Stilllegung bestehender Kraftwerke abgebaut, aber auch ein grosser Teil der notwendigen Kraftwerksneubauten in Frage gestellt werden **(Bild 2)**. [4]

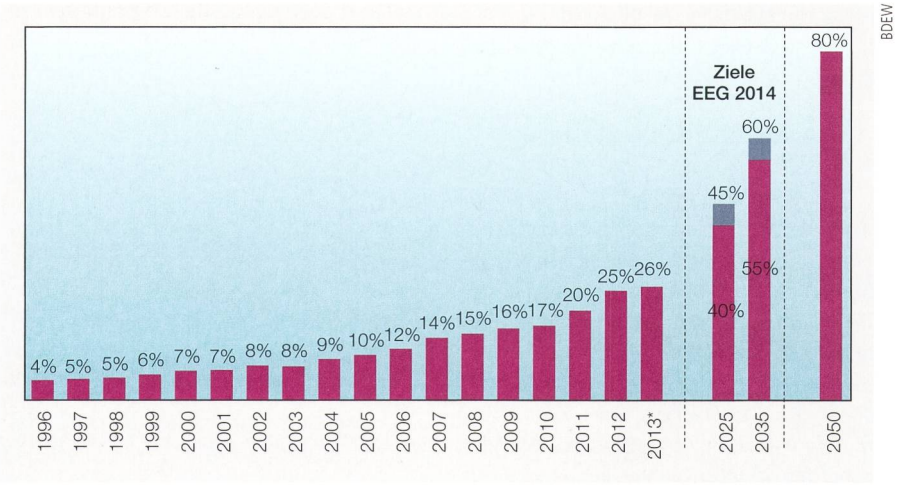

Bild 1 Entwicklung der erneuerbaren Energien (Anteil des Stroms aus regenerativen Energiequellen am Brutto-Inlandsstromverbrauch in Deutschland), Stand 06/2014.
* vorläufiger Wert

BDEW

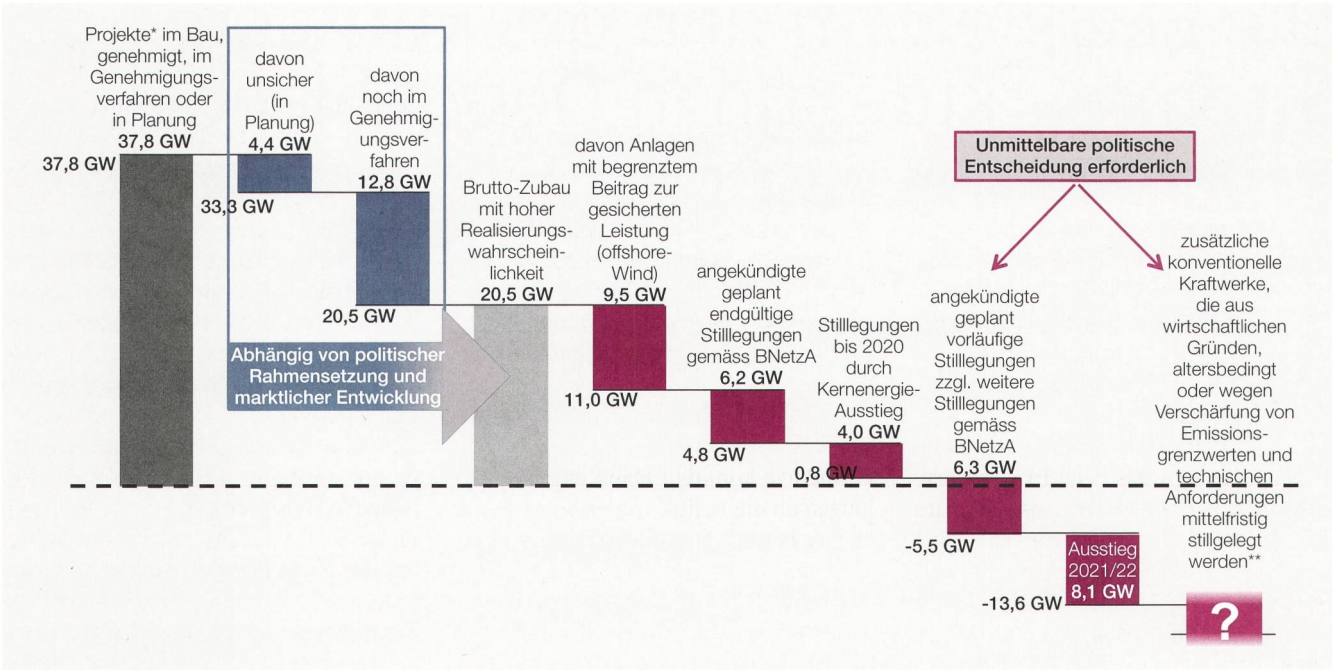

Bild 2 Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in Deutschland.
* Projekte > 20 MW mit geplantem Inbetriebnahmejahr bis 2020 oder derzeit noch nicht angekündigtem Inbetriebnahmejahr.
** Umfang von gesetzlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen abhängig.

Wie unabdingbar ein ausreichender Anteil gesicherter Leistung ist, zeigt das Beispiel des 16. Juni 2013 (Bild 3). Dieser Sonntag war verhältnismässig windig und sehr sonnig. Gegen Mittag konnte die Stromerzeugung aus Wind und Sonne 65 % der Last abdecken. Als gegen Abend die Sonne unterging und der Wind nachliess, sank die Lastabdeckung durch die Erneuerbaren auf 3 % ab. Innerhalb von acht Stunden stieg damit die (dann von konventionellen Kraftwerken zu deckende) Residuallast von 16 auf 45 GW an.[5] Ein weiterer Effekt war, dass sich wegen des temporär sehr hohen Angebots von Strom aus Windenergie und Fotovoltaik an der Strombörse ein negativer Strompreis einstellte, der zusätzliche Kosten für das Stromversorgungssystem verursachte.

Die Weiterentwicklung des EEG

Vor dem Hintergrund dieser und weiterer Herausforderungen hat der BDEW bereits im September 2013 Vorschläge für ein neues Strommarktdesign vorgelegt. Kernelemente bildeten dabei eine grundlegende Weiterentwicklung des damaligen Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie die Vorbereitung eines Kapazitätsmechanismus zur langfristigen Absicherung der notwendigen gesicherten Kraftwerksleistung.

Als das EEG im Jahr 2000 beschlossen wurde, basierte es im Wesentlichen auf einer technologiespezifischen, fixen Vergütung für jede eingespeiste Kilowattstunde Strom aus erneuerbaren Energien sowie dem Recht auf vorrangige Einspeisung. Der Betreiber einer Erneuerbare-Energien-Anlage erhielt diese Vergütung unabhängig vom jeweiligen Strombedarf und auch weitestgehend unabhängig von der Frage der verfügbaren Netzkapazität. Eine Änderung dieses Prinzips erfolgte erstmals mit dem EEG 2012. Hier wurde das sogenannte «optionale Marktprämienmodell» eingeführt, bei dem Anlagenbetreiber, die freiwillig an dieser Form der Direktvermarktung teilnahmen, ihren Strom selbst vermarkteten und zur Abdeckung ihrer Stromgestehungskosten eine zusätzliche «Marktprämie» erhielten. Bei dieser Marktprämie handelte es sich im Wesentlichen um die Differenz aus durchschnittlichem Börsenstrompreis und fixer EEG-Vergütung. Damit wirkte erstmals ein Preissignal der Strombörse auf die Einspeisung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen.

Die Mitgliedsunternehmen des BDEW kamen bei der Entwicklung der Vorschläge zur Weiterentwicklung des EEG im Jahr 2013 zu dem Schluss, dass die Basis für eine Bewältigung der oben skizzierten Herausforderungen bereits im EEG angelegt sei. Ein radikaler Sys-

EEX, BDEW

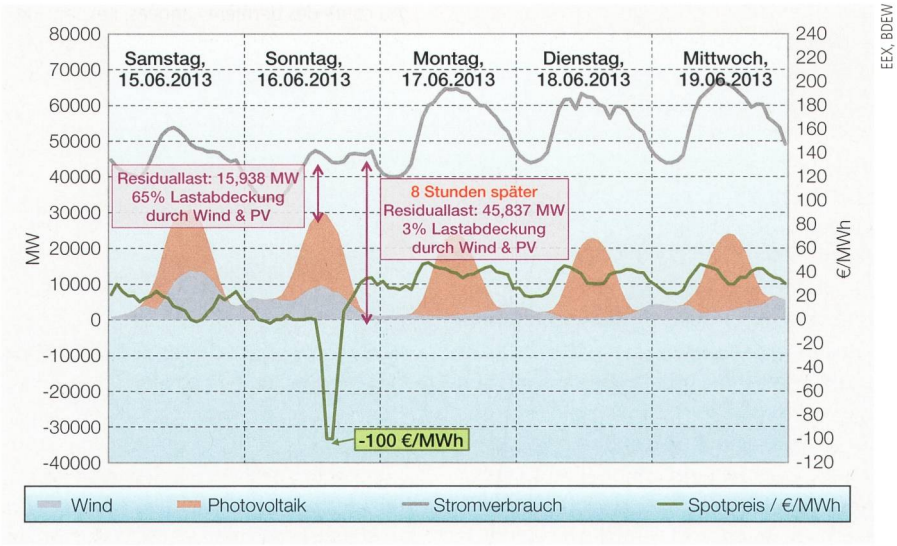

Bild 3 Herausforderung der Systemstabilität: Beispiel vom Juni 2013.

temwechsel – wie etwa der Umstieg auf ein Quotenmodell – sei nicht erforderlich und löse die bestehenden Probleme nicht. Zentrale Forderungen an die Politik waren daher zum einen die Umwandlung der «optionalen Marktprämie» in eine «verpflichtende Marktprämie» sowie zum anderen die Einführung einer wettbewerblichen Ermittlung der Förderhöhe.

Da der Gesetzgeber mit der Anfang August 2014 in Kraft getretenen EEG-Novelle wesentliche Elemente dieser Vorschläge aufgriff, hat die Energiewirtschaft – sieht man von einigen Detail-Regelungen ab – das neue EEG weitestgehend positiv bewertet. Aus Sicht des BDEW wurde hier ein wichtiger Schritt in Richtung einer besseren Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien unternommen. So ist beispielsweise – mit Ausnahme von Anlagen, die unter eine De-Minimis-Schwelle fallen – die Direktvermarktung für alle neuen Erneuerbare-Energien-Anlagen verpflichtend. Dazu kommt, dass ein Auktionsverfahren auf den Weg gebracht wurde, mit dem die Höhe der Förderung künftig wettbewerblich ermittelt und der Ausbau der verschiedenen Technologien effizienter gesteuert werden soll. Das EEG hat dazu bereits jetzt jeweils konkrete Ausbaupfade vorgesehen. Bei der Windenergie an Land und der Fotovoltaik liegen diese bei 2500 MW pro Jahr. Im Bereich der Offshore-Windenergie sollen bis 2020 etwa 6500 MW Leistung in der deutschen Nord- und Ostsee installiert werden. Eine Deckelung des Biomasseausbaus auf gerade einmal 100 MW pro Jahr wurde hingegen von der Energiewirtschaft kritisiert, da damit der Ausbau nahezu zum Erliegen kommen wird.

Auktionsdesign für die PV-Freifläche

Den Anfang bei der Einführung von Auktionen im Bereich der erneuerbaren Energien machen Fotovoltaik-Freiflächen-Kraftwerke. Mit dieser Technologie sollen im Rahmen eines Pilotprojektes erste Erfahrungen gesammelt werden, die dann wiederum in die Erarbeitung des Auktionsdesigns für die anderen Technologien einfliessen.

Das Bundeswirtschaftsministerium hatte hierzu zunächst im September 2014 ein Eckpunktpapier erarbeitet. Die Vorlage einer entsprechenden Verordnung für ein Auktionsmodell für PV-Freiflächenanlagen ist in Vorbereitung und soll noch in diesem Jahr erfolgen. Bereits 2015 soll dann die Förderung von 600 MW Leistung von Fotovoltaik-Freiflächenanlagen per Auktion vergeben werden. Wichtig ist, dass bei der Ausgestaltung des Auktionsdesigns die Akteursvielfalt gewährleistet wird. Ein vom BDEW initiiertes Gutachten hat gezeigt, wo die entsprechenden Stellschrauben für ein effizient funktionierendes Auktionsdesign liegen: [6] Wichtigstes Kriterium ist die Generierung von ausreichend Wettbewerb bei gleichzeitiger Gewährleistung eines hohen Realisierungsgrades der Fotovoltaik-Freiflächenprojekte. Der BDEW hat auf dieser Grundlage konkrete Handlungsempfehlungen an die Politik vorgelegt, in denen er u.a. betont, dass die Wahrung eines breiten Akteursspektrums wichtig für das Gelingen des Pilotmodells für Fotovoltaik-Freiflächenanlagen ist. Das sogenannte Akteursmodell des BDEW sieht in diesem Zusammenhang vor, die zu hinterlegende Kaution bei steigendem Grad der Präqualifikation, die ein Projekt zum Zeitpunkt der Auktion vorweisen kann, zu senken. Dabei stehen drei Optionen zur Verfügung. Um den angestrebten Ausbau sicherzustellen, wird zudem vorgeschlagen, diese Kaution – sollte ein Projekt innerhalb von 18 Monaten nach Zuschlag nicht realisiert werden – zunächst teilweise und nach 24 Monaten nach Bezuschlagung komplett einzubehalten. [8]

Ein weiteres Element zur Sicherung eines ausreichenden Wettbewerbs ist die Aufhebung bestehender Flächenrestriktionen für PV-Freiflächenkraftwerke. Sowohl die Gutachter, die das Bundeswirtschaftsministerium beauftragt hat [9], als auch die Energiewirtschaft sind der Auffassung, dass Ackerflächen für eine entsprechende Nutzung freigegeben werden sollten. Im Jahr 2010 war die Förderung von PV-Freiflächenanlagen aufgrund eines damals weitestgehend ungesteuerten Fotovoltaikzubaus durch den Gesetzgeber auf sogenannte Konversionsflächen, auf versiegelte Flächen, auf nicht bebaute Gewerbegebiete und auf Flächen entlang von Autobahnen und Schienenwegen beschränkt worden. Da mit dem nun geplanten Auktionsmechanismus der Zubau zukünftig gesteuert erfolgt und zum anderen der spezifische Flächenbedarf der Fotovoltaik-Freiflächenanlagen massiv abgenommen hat, ist die zusätzliche Flächennutzung für die Freiflächenanlagen überschaubar. Aus Sicht der Energiewirtschaft wird es hier zu keinem nennenswerten Wettbewerb zwischen Nahrungsmittel- und Energieproduktion kommen. [10]

Der Dezentrale Leistungsmarkt

Während im Bereich des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wichtige Schritte zur Weiterentwicklung unserer Stromversorgungssysteme auf den Weg gebracht wurden, liegt bei der Frage, wie künftig ausreichend gesicherte Leistung zur Verfügung gestellt werden kann, noch viel Arbeit vor uns. War das Produkt «gesicherte Leistung» beim her-

Résumé

La réforme de l'EEG et le futur design de marché de l'électricité en Allemagne

Une évaluation du point de vue de l'économie électrique

Au cours des dernières années, l'expansion des énergies renouvelables a connu une évolution dynamique en Allemagne. La loi allemande révisée sur les énergies renouvelables (EEG) est entrée en vigueur durant l'été 2014. Elle stipule notamment que la commercialisation directe est obligatoire pour toutes les nouvelles installations d'énergie renouvelable. De plus, une procédure de mise aux enchères doit à l'avenir définir le montant de la subvention, ce qui permettra de développer les diverses technologies avec plus d'efficience.

La révision de l'EEG constitue un pas important dans la bonne direction. D'autres mesures doivent toutefois suivre pour garantir la transformation prévue de l'approvisionnement en énergie. La question se pose donc de savoir comment il sera possible à l'avenir de mettre à disposition suffisamment de puissance assurée. En plus de l'optimisation du marché actuel « energy only » et de l'introduction d'une réserve dite stratégique, BDEW propose de préparer un « marché de la puissance décentralisé » : des garanties de la sécurité d'approvisionnement doivent permettre de négocier la puissance assurée des centrales.

En modifiant rapidement l'EEG, le nouveau gouvernement allemand a montré qu'il avait reconnu l'urgence des défis prioritaires qui se posent à l'économie énergétique. A présent, il est important de poursuivre le développement du marché intégral de l'électricité pour pouvoir mener à bien le tournant énergétique et en même temps garantir le triangle de l'économie énergétique composé de la durabilité, de la rentabilité et de la sécurité d'approvisionnement. Se

kömmlichen Kraftwerkspark eine Selbstverständlichkeit, gewinnt dieses bei einem Anteil von 25 plus X % erneuerbare Energien am Strommix erheblich an Bedeutung für die langfristige Versorgungssicherheit. Der BDEW hat daher neben der Optimierung des bestehenden Energy-Only-Marktes (EOM) und der Einführung einer sogenannten strategischen Reserve (als Übergangsinstrument) die Vorbereitung eines «Dezentralen Leistungsmarktes» vorgeschlagen. Dabei geht es nicht, wie einige Akteure gern behaupten, um eine umfassende Subvention des bestehenden konventionellen Kraftwerksparks, sondern darum, dass die – auch bei stetigem Ausbau der Erneuerbaren bestehen bleibende – Nachfrage nach gesicherter Leistung gedeckt und deren Bereitstellung vergütet wird. Über die Einführung sogenannter Versorgungssicherheitsnachweise (VSN), die die Stromvertriebe für ihren Bedarf bzw. für ihre Kunden beschaffen und in Knappheitszeiten vorweisen müssen, kann jeder, der gesicherte Leistung anbieten kann, für diese auch VSN veräussern. Unter der Prämisse «So viel Markt wie möglich – nicht mehr Regulierung als nötig» ist das Instrument des Dezentralen Leistungsmarktes wettbewerblich ausgestaltet und bevorzugt nicht bestimmte Akteure der Energiewirtschaft. Aus Sicht des BDEW sollten jetzt die gesetzlichen Grundlagen für den Dezentralen Leistungsmarkt geschaffen werden, um ihn einführen zu können, sobald sich der Bedarf konkret abzeichnet. [11]

Fazit

Die jetzt seit etwa einem Jahr arbeitende neue Bundesregierung hat mit der zügigen Novelle des EEG gezeigt, dass sie die Dringlichkeit wichtiger energiewirtschaftlicher Herausforderungen erkannt hat. Bei der Förderung der erneuerbaren Energien wurde ein wichtiger Schritt in Richtung mehr Verantwortungsübernahme durch die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien getan. Dass die Förderhöhe für erneuerbare Energien künftig wettbewerblich durch Auktionen ermittelt und damit ein gesteuerter Zubau von erneuerbaren Energien ermöglicht wird, weist in die richtige Richtung. Jetzt kommt es aber darauf an, den Strommarkt insgesamt weiter zu entwickeln und beispielsweise das Modell des Dezentralen Leistungsmarktes bis zur Umsetzungsreife auszugestalten, um die Energiewende weiterhin erfolgreich und unter Wahrung des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks der Nachhaltigkeit, der Wirtschaftlichkeit und der Versorgungssicherheit zu meistern.

Referenzen

[1] Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch, in: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland, 1990 bis 2013, Stand September 2014, S. 14.
[2] EEG 2014, § 1 (2).
[3] BDEW, Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten Grafiken (2014), Berlin 2014, S. 12.
[4] BDEW, BDEW Kraftwerksliste vom 09.04.2014.
[5] BDEW, Energie-Info, Kraftwerksplanungen und aktuelle ökonomische Rahmenbedingungen für Kraftwerke in Deutschland, Kommentierte Auswertung der BDEW-Kraftwerksliste 2013, Berlin, 16. August 2013, S 30.
[6] Vgl. BMWi, Eckpunkte für ein Ausschreibungsdesign für Photovoltaik-Freiflächenanlagen vom 14. Juli 2014.
[7] R2B Energy Consulting in Zusammenarbeit mit der BTU Cottbus, Auktionsdesign für Photovoltaikanlagen auf Freiflächen, Gutachten im Auftrag des BDEW, Köln, Cottbus, September 2014.
[8] Vgl. BDEW, Stellungnahme zu den Eckpunkten des BMWi für ein Ausschreibungsdesign für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, Berlin, 21.August 2014.
[9] ZSW, Takon, BBG und Partner, Ecofys, Ausgestaltung des Pilotausschreibungssystems für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, wissenschaftliche Empfehlung im Auftrag des BMWi, Stand Juli 2014, S. 20.
[10] Belectric, First Solar, Padcon, Skytron, STELLUNGNAHME zu den Eckpunkten des BMWi für ein Ausschreibungsdesign für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, Juli 2014, S. 2f.
[11] BDEW, Positionspapier: Ausgestaltung eines Dezentralen Leistungsmarktes. Berlin, Juni 2014 (www.bdew.de/internet.nsf/id/3A90CD61C49A1952C1257D0E003A0C54/$file/BDEW-Positionspapier_Ausgestaltung%20eines%20dezentralen%20Leistungsmarkts_300614_oA.pdf).

Autorin

Dr. **Maren Hille** ist Geschäftsbereichsleiterin Erzeugung sowie Leiterin der Stabsstelle für erneuerbare Energien beim BDEW.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), D-10117 Berlin
maren.hille@bdew.de

Anzeige