

Diskussionspapier

Investitionsrahmen für den Erneuerbare-Energien-Ausbau

Drei Säulen für den weiteren Ausbau der
Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

Berlin, 22. Januar 2018

Inhalt

1	Zusammenfassung	3
2	Investitionsrahmen für den Ausbau Erneuerbarer Energien	5
3	Absicherung der Refinanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen	6
3.1	Grundlagen	6
3.2	Säule 1: Absicherung der Refinanzierung über den Strommarkt	8
3.3	Säule 2: Flankierende wettbewerbliche Ausschreibung und Direktvermarktung zur Gewährleistung der Zielerreichung	10
3.4	Säule 3: Stabile und diskriminierungsfreie Rahmenbedingungen für Teilhabe von flexiblen Letztverbrauchern und Prosumern	14
4	Weitere zu diskutierende Aspekte	15

1 Zusammenfassung

Die Herausforderungen, die nach den Beschlüssen der Weltklimakonferenz in Paris bis 2050 in Deutschland zu meistern sind, sind klar umrissen und breit akzeptiert. Das gilt auch für die deutsche Energiewirtschaft – und das nicht erst seit gestern. So unterstützt der BDEW seit seinem Bestehen die politisch festgelegten Ausbauziele für Erneuerbare Energien. Die Branche versteht sich als Treiber und Wegbereiter für die Energiewende.

Inzwischen ist das EEG zu einem in weiten Teilen marktlich strukturierten Instrument gereift. Auch wenn im Hinblick auf das Ausschreibungsdesign weiterhin Korrekturen erforderlich sind (z.B. in Bezug auf die Bürgerenergieprivilegien), so lässt sich bereits an den ersten Ergebnissen der Ausschreibungen ablesen, dass die wettbewerbliche Ermittlung des Refinanzierungsbedarfs zu einer erheblichen Steigerung der Kosteneffizienz führt.

Ausgehend von der Kostendegression bei Erneuerbare-Energien-Anlagen stellt sich mit Blick auf die kommende Legislaturperiode die Frage, ob (und wenn ja), wie und wann ein Einstieg in den Ausstieg aus der finanziellen Förderung des EEG sinnvoll und möglich ist, ohne die Erreichung der Erneuerbare-Energien-Ausbauziele aus dem Energiekonzept von 2011 zu gefährden. Zugleich benötigen wir eine breitere Sichtweise auf die Energieversorgung, um die anstehenden Herausforderungen im Bereich der Energieeffizienz und des Verkehrssektors zu bewältigen. Diese Komplexität, in Verbindung mit dem hohen Grad an Gleichzeitigkeit bei der Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik sowie den regulatorischen Veränderungen in Deutschland und in Europa, führt im gegenwärtigen Marktrahmen zu signifikanten Investitionsunsicherheiten, da die zukünftigen aus dem Markt zu erwartenden Erlösströme schwierig zu prognostizieren sind.

Der BDEW hat vor diesem Hintergrund einen wertschöpfungsstufenübergreifenden Dialog zu der Frage begonnen, unter welchen Rahmenbedingungen ein Ausstieg aus der finanziellen Förderung möglich wäre. Dabei lässt sich der BDEW von folgenden Zielen leiten:

1. Die zu entwickelnden Maßnahmen sind darauf ausgerichtet, die Erneuerbare-Energien-Ausbauziele aus dem Energiekonzept der Bundesregierung (Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 mindestens 50 Prozent und bis 2050 mindestens 80 Prozent) zu erreichen.
2. Der erforderliche Ausbau der Erneuerbaren Energien soll sowohl volkswirtschaftlich kosteneffizient, als auch betriebswirtschaftlich rentabel erfolgen.
3. Der Ausbau und der Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen sollen marktlichen Prinzipien folgen.
4. Grundsätzlich soll die Versorgung von Kunden über das Netz diskriminierungsfrei und zugleich ohne Marktverzerrungen neben anderen dezentralen Versorgungskonzepten (B2B, Selbstversorgung, Mieterstrom) stehen.

Mit dem vorliegenden Diskussionspapier stellt der BDEW ein auf drei Säulen basierendes Maßnahmenpaket zur Diskussion, das unter anderem die Vorteile eines rein marktbasierten Zubaus unter Internalisierung der externen Effekte mit den Vorteilen einer Finanzierungsabsicherung verbindet.

Säule 1 sieht die Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit Erneuerbarer Energien durch die Internalisierung externer Effekte im Rahmen des Strommarktes vor. Der Markt und dessen Preissignale stellen die Basis für die Investitionsentscheidung dar. Der Umgang mit schwankenden Preisen ist zugleich Chance und Risiko sowie der zentrale Baustein für Wettbewerb und Treiber für Innovationen.

Säule 2 dient der Flankierung von Säule 1 und stellt das Erreichen der politisch gesetzten Ausbauziele für Erneuerbare Energien sicher. Nur wenn der Ausbau marktgetrieben nicht ausreichend erfolgt, kommt es zur Ausschreibung der erforderlichen Kapazitäten, die erforderlich sind, um die Ausbauziele zu erreichen. Gleichzeitig werden durch die Weiterentwicklung der Direktvermarktung zum einen die Investitionssicherheit für die Akteure gestärkt und zum anderen die Kosteneffizienz des Ausbaus Erneuerbarer Energien gesteigert.

Säule 3 soll schließlich dazu beitragen, die aktive Rolle der industriellen, gewerblichen und privaten Letztverbraucher bei der Umsetzung der Energiewende durch Möglichkeiten zur Teilhabe zu stärken und die Rechte und Pflichten der Letztverbraucher und Prosumer in einem durch die Energiewende veränderten Umfeld zu definieren. Hier sollten die bereits bestehenden Instrumente auf den Prüfstand gestellt und Alternativen im Hinblick auf die Anforderungen der Energiewende diskutiert werden.

Von zentraler Bedeutung ist die Wechselwirkung der skizzierten Säulen. In dem Umfang, in dem weitere Kostensenkungen und steigende Marktpreise eine zunehmende Realisierung von Anlagen ohne Förderung erlauben und zum Ausbaupfad beitragen, lassen sich Ausschreibungsvolumina reduzieren beziehungsweise verbleiben nur als „Fall-Back-Option“. Hierfür wird die Erarbeitung eines Szenariorahmens vorgeschlagen, der dazu dient, die erforderlichen Ausschreibungsmengen (zu installierende Leistung) zu ermitteln, damit der Zielkorridor für den Ausbau Erneuerbarer Energien eingehalten wird.

Darüber hinaus ist an anderer Stelle zu diskutieren, ob ein solcher Refinanzierungsmechanismus übertragbar ist auf andere Investitionsgüter, die im Rahmen der Energiewende für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit benötigt werden. Das hier vorliegende Diskussionspapier fokussiert sich auf Anregungen im Hinblick auf den Refinanzierungsrahmen für Erneuerbare Energien und stellt noch keinen konkreten Umsetzungsvorschlag dar. Der BDEW wird den intern begonnenen Dialog im Rahmen einer breiteren Stakeholder-Diskussion in den kommenden Monaten auf ein belastbares Fundament stellen und die Vorschläge hinsichtlich ihrer Ausgestaltung konkretisieren.

2 Investitionsrahmen für den Ausbau Erneuerbarer Energien

Das EEG wurde im Jahr 2000 geschaffen mit dem Ziel der Markteinführung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Es ging in erster Linie darum, einen beschleunigten Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen zu erreichen und durch Technologieentwicklung Preissenkungen durchzusetzen. Das EEG war konzipiert als Übergangsmodell, um Erneuerbare-Energien-Anlagen an die Marktreife heranzuführen. Heute – 17 Jahre später – ist dieses Ziel in großen Teilen erreicht. Die Marktreife von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen ist für einige Technologien scheinbar zum Greifen nah. Ungeachtet der besonderen Wettbewerbssituation im Rahmen der Übergangsausschreibung für Windenergieanlagen auf See deuten die Ergebnisse darauf hin, dass die in der ersten Ausschreibungsrunde bezuschlagten Bieter Mitte des kommenden Jahrzehnts Marktpreise erwarten, die einen auskömmlichen Betrieb der Anlagen auch ohne finanzielle Förderung zulassen.

Die Akteure, die im Rahmen der ersten Ausschreibungsrunde für Windeenergieanlagen auf See Gebote zu 0 ct/kWh abgegeben haben, begründen dies wie folgt: Erstens kommt es aus ihrer Sicht aufgrund der Nachbarschaft zu anderen Offshore-Windparks zu Synergie-Effekten. Zweitens ist mit signifikanten technologischen Weiterentwicklungen und Kostensenkungen bis zum Realisierungszeitpunkt (2025) zu rechnen. Und Drittens legten Strompreisprognosen für die Mitte des nächsten Jahrzehnts nahe, dass eine Refinanzierung von Windparks auf See durch die zu erwartenden Markterlöse möglich ist. Dazu tragen für sie auch die hohen Vollbenutzungsstunden bei Windenergieanlagen auf See bei. Vor diesem Hintergrund erscheint ein Gebot zu 0 ct/kWh plausibel, denn der bezuschlagte Akteur kann seinen Strom außerhalb des EEG-Mechanismus vermarkten.

Andere Akteure sind der Auffassung, dass es fraglich ist, ob dieser Weg für alle oder zumindest für einen nennenswerten Teil der Marktakteure gangbar ist. In einem Zielsystem, in dem mit der Investitionsentscheidung die Höhe der Gesamtinvestition und die Refinanzierungsdauer (Betriebsgenehmigung) feststehen, ist für viele Marktakteure ein besonders stabiler und verlässlicher regulatorischer Rahmen wichtig, um die Refinanzierung dieser Investitionsgüter nicht zu gefährden. Andernfalls drohen „stranded investments“, die in größerem Umfang nicht nur betriebs- sondern auch volkswirtschaftlich problematisch sind („Boom-Bust-Zyklen“ in der Betreiber- und Ausrüsterbranche, Abweichungen vom Zielpfad, Störungen der technologischen Weiterentwicklung). So können Veränderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen das Erlösniveau signifikant beeinflussen. Dies gilt nicht nur für die deutsche Gesetzgebung, sondern auch für Maßnahmen im europäischen Ausland. Dazu gehören zum Beispiel Entscheidungen für oder gegen einen verstärkten Ausbau Erneuerbarer Energien, Entscheidungen über Verzögerungen oder Beschleunigungen beim Ausstieg aus konventionellen Erzeugungstechnologien (zum Beispiel Kernenergieausstieg in Frankreich oder Kohleausstieg in Deutschland), Veränderungen über Entschädigungsansprüche im Einspeisemanagement bzw. beim Einspeisevorrang der Erneuerbaren Energien oder Veränderungen des europäischen Emissionshandelssystems.

Hinzu kommt, dass Wind- und PV-Anlagen nur dargebotsabhängig Strom erzeugen können und der Wert der erzeugten Kilowattstunde Strom mit Fortschreiten der Energiewende aufgrund des steigenden Grads der witterungsbedingten Gleichzeitigkeit der Stromerzeugung

tendenziell abnimmt (Kanibalisierungseffekt). Mittel- bis langfristig kann dies durch Speicher abgefedert werden. Es ist jedoch offen, wann und in welchem Umfang diese Wirkung einsetzt. Vor dem Hintergrund des politisch gewollten und ökologisch notwendigen Ausbaus der Erneuerbaren Energien sind daher weitere Maßnahmen zur Absicherung der Refinanzierung erforderlich.

Zyklen mit zeitweise hohen und zeitweise sehr niedrigen Erlösen können zudem dazu führen, dass Betreiber von Erzeugungsanlagen höhere Finanzierungskosten tragen müssen. Gleichzeitig stellen Phasen mit sehr hohen Preisen auch erhebliche Renditechancen für die Investoren dar. Hieraus ergibt sich je nach Risikobereitschaft und Markterwartung eine unterschiedliche Investitionsbereitschaft in die erneuerbaren Erzeugungsanlagen.

Während 2008 der Future-Preis für Stromlieferungen (Base) im Jahr 2014 zeitweise über 90 Euro/MWh betrug, lag der tatsächliche Durchschnitt des Phelix Day Base 2014 lediglich bei 32,76 Euro/MWh (Strompreisanalyse des BDEW, Mai 2017). Anders ausgedrückt: Hätte ein Investor allein auf Basis der Strompreiserwartungen im Jahr 2008 eine Investitionsentscheidung getroffen, so hätte er den Marktpreis für das Jahr 2014 erheblich überschätzt. Bei Investitionen in EE-Anlagen wäre diese Überschätzung durch den Kannibalisierungseffekt zudem noch deutlicher. Gleichzeitig ist zu erwähnen, dass diese Unsicherheit ein mit der Liberalisierung einhergehender Effekt ist.

Insgesamt wird deutlich, dass langfristige Strompreisentwicklungen mit hohen Unsicherheiten behaftet sind. Mit Blick auf Investitionen in Windenergieanlagen im Jahr 2020 beispielsweise wären Strompreisprognosen für den Refinanzierungszeitraum bis 2040 oder darüber hinaus relevant. Neben rein energiewirtschaftlichen Prognoserisiken entstehen erhebliche Unsicherheiten durch Eingriffe des Regulators bzw. der Politik. Angesichts der tiefen regulatorischen Eingriffe allein in den vergangenen 10 Jahren in Deutschland und Europa ist die Frage nach der Investitionssicherheit berechtigt. Vor diesem Hintergrund ist es aus Sicht des BDEW erforderlich, stabile Rahmenbedingungen zu schaffen, die eine angemessene Refinanzierung dieser Anlagen ermöglichen.

3 Absicherung der Refinanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen

3.1 Grundlagen

Vor dem Hintergrund der vorstehenden Überlegungen stellt der BDEW ein ganzheitliches, auf drei Säulen basierendes Maßnahmenpaket zur Diskussion, das vor allem die Vorteile eines rein marktbasiereten Zubaus unter Internalisierung der externen Effekte mit den Vorteilen einer Finanzierungsabsicherung verbindet.

Säule 1 sieht die Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit Erneuerbarer Energien durch die Internalisierung externer Effekte im Rahmen des Strommarktes vor. Der Markt und dessen Preissignale stellen die Basis für die Investitionsentscheidung dar. Der Umgang mit schwankenden Preisen ist zugleich Chance und Risiko sowie der zentrale Baustein für Wettbewerb und Treiber für Innovationen. In diesem Zusammenhang ist

unter anderem zu prüfen, inwiefern Systemdienstleistungen relevante Deckungsbeiträge liefern können. Ebenso sollte systematisch geprüft werden, welche der im Rahmen der frühen Phase der Energiewende eingeführten Genehmigungen, Regelungen, Meldepflichten, steuerlichen und rechtlichen Sonderregeln nach wie vor angemessen sind beziehungsweise inwieweit eine Anpassung, Entbürokratisierung und die Vereinfachung von Regelungen zu volkswirtschaftlichen Effizienzgewinnen führen können.

Säule 2 dient der Flankierung von Säule 1 und stellt das Erreichen der politisch gesetzten Ausbauziele für Erneuerbare Energien sicher. Diese flankierende Beibehaltung eines wettbewerblichen Ausschreibungsmechanismus in Verbindung mit einer Weiterentwicklung der Direktvermarktung bleibt dabei eine no-regret-Strategie. Nur wenn der Ausbau marktgetrieben nicht ausreichend erfolgt, kommt es zur Ausschreibung der Kapazitäten, die erforderlich sind, um die Ausbauziele zu erreichen. Gleichzeitig werden durch die Weiterentwicklung der Direktvermarktung zum einen die Investitionssicherheit für die Akteure gestärkt und zum anderen die Kosteneffizienz des Ausbaus Erneuerbarer Energien gesteigert.

Säule 3 soll schließlich dazu beitragen, die zunehmende Nachfrage der industriellen, gewerblichen und privaten Letztverbraucher nach einer aktiven Rolle bei der Umsetzung der Energiewende zu bedienen und die Rechte und Pflichten der Letztverbraucher und Prosumer in einem durch die Energiewende veränderten Umfeld zu definieren. Hier sollten die bereits bestehenden Instrumente auf den Prüfstand gestellt und Alternativen im Hinblick auf die Anforderungen der Energiewende diskutiert werden.

Dies erscheint sinnvoll, da Letztverbraucher als Entscheider und potenzielle Investoren eine aktive Rolle bei der Zielerreichung der Energiewende in Hinblick auf Energieeffizienz und Sektorenkopplung einnehmen wollen. Hierbei steht die Schaffung von Akzeptanz über Privilegien in einem Spannungsfeld zur Kosteneffizienz und zur diskriminierungsfreien Ausgestaltung der marktlichen Refinanzierung über die erste und zweite Säule. Vor diesem Hintergrund sind aus Sicht des BDEW weitere Untersuchungen und Diskurse zu diesem Baustein der Energiewende erforderlich.

Von zentraler Bedeutung ist die Wechselwirkung der skizzierten Säulen. In dem Umfang, in dem weitere Kostensenkungen und steigende Marktpreise eine zunehmende Realisierung von Anlagen ohne Förderung erlauben und zum Ausbaupfad beitragen, lassen sich Ausschreibungsvolumina reduzieren beziehungsweise verbleiben nur als „Fall-Back-Option“. Hierfür wird die Erarbeitung eines Szenariorahmens vorgeschlagen, der dazu dient, die erforderlichen Ausschreibungsmengen (zu installierende Leistung) zu ermitteln, damit der Zielkorridor für den Ausbau Erneuerbarer Energien eingehalten wird. Eine Grundvoraussetzung hierfür ist, dass bei der Erarbeitung des Szenariorahmens unter anderem der dynamische Ausbau außerhalb der Ausschreibungen und die Entwicklungen des Bruttostromverbrauchs berücksichtigt werden. Der Fördermechanismus schafft sich dann insofern sukzessive selbst ab, wenn – wie in den jüngsten Ausschreibungen zu beobachten war – bei steigenden Strompreisen perspektivisch ohne finanzielle Förderung zugebaut werden kann. Umgekehrt werden sich Investoren vornehmlich für den – fortentwickelten – Ausschreibungsmechanismus entscheiden, wenn ihnen die Risiken einer Finanzierung im freien Markt zu hoch erscheinen. Die

Bewertung des Verhältnisses von Chancen und Risiken muss nicht Jahr für Jahr gleich ausfallen. Dementsprechend könnte wachsendes Vertrauen in die auf dem Markt erzielbaren Erlöse Investoren künftig dazu bewegen, sich in stärkerem Umfang für Säule 1 zu entscheiden. Rückschläge könnten wiederum die Attraktivität von Säule 2 wachsen lassen. Durch die Verbindung der Säulen ist jedoch gewährleistet, dass in Summe stets die Erneuerbare-Energien-Ausbauziele erreicht werden.

Von zentraler Bedeutung ist, dass steigende Strompreise in Zusammenhang mit der Erneuerung des Kraftwerkparks kein Problem darstellen, sondern Voraussetzung für die Refinanzierung von Erneuerbare-Energie-Anlagen und weiterer für die Energiewende benötigte Assets darstellen.

3.2 Säule 1: Absicherung der Refinanzierung über den Strommarkt

Die wesentliche Herausforderung bei einer Refinanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen durch den Markt ist das langfristige Strompreisrisiko. Dieses Preisrisiko lässt sich durch den börslichen oder außerbörslichen Handel an Terminmärkten absichern. Der deutsche Strommarkt ist der liquideste in ganz Europa und hat sich als kontinentaler Referenzmarkt etabliert. Zudem entwickeln sich am Großhandelsmarkt sukzessive neue, auf die Bedürfnisse der Erneuerbaren Energien zugeschnittene Handelsprodukte. Diese sollen es ermöglichen, Preis- und Mengenrisiken abzusichern und neben den bisher etablierten Energy-Only-Handelsprodukten neue Erlösströme zu erschließen. Eine Alternative dazu sind Stromlieferverträge (auch „power purchase agreement“ genannt, PPA) mit definierten Laufzeiten und vertraglich gesicherten Abnahmepreisen, welche ebenso das Strompreisrisiko entsprechend ihrer Laufzeit reduzieren, indem das Risiko fallender Strompreise auf einen Abnehmer übertragen wird, der sich damit im Gegenzug gegen steigende Strompreise absichern kann. Diese Art der Refinanzierung ist grundsätzlich bereits im Rahmen der „sonstigen Direktvermarktung“ des aktuellen EEG möglich. Solch eine direkte Lieferbeziehung zwischen Erzeuger und Stromabnehmer hat zudem den Vorteil, dass die „grüne Eigenschaft“ erhalten bleibt und in der Stromkennzeichnung des Kunden berücksichtigt werden kann. So haben sich zahlreiche weltweit tätige Firmen bereits heute zum Einsatz von 100 Prozent Erneuerbare-Energien-Strom ohne Verwendung von Grünstromzertifikaten bekannt. Diese „grüne Eigenschaft“ kann auf dem Markt gegenüber „Graustrom“ auf eine höhere Zahlungsbereitschaft treffen und damit auch zur Refinanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen beitragen.

Zur Wettbewerbsfähigkeit Erneuerbarer Energien beitragen kann auch die Internalisierung externer Effekte konventioneller Stromerzeugung. Natürliche Ressourcen wie ein stabiles Klima haben zwar einen Wert, der aber monetär schwer zu quantifizieren ist und in der Folge auch auf Märkten kaum eingepreist werden kann. Solche so genannten externen Effekte führen zu Umweltkosten (zum Beispiel in Form von Schäden aus dem Klimawandel), die ohne regulatorischen Eingriff durch die Geschädigten beziehungsweise die Allgemeinheit zu bezahlen sind. Eine verursachergerechte Internalisierung von externen Kosten würde dazu führen, dass Technologien entsprechend ihrer externen Kosten im Wettbewerb belastet werden, wodurch Technologien ohne oder mit geringen externen Kosten einen Wettbewerbsvorteil

erhalten. Ein Problem hierbei ist die Quantifizierung dieser externen Kosten. Niemand kann heute mit Sicherheit sagen, wie hoch die Schäden sind, die eine Tonne CO₂ in der Atmosphäre verursacht. Auch die möglichen Schäden durch Verunreinigungen von Böden, Gewässern und der Luft sind in den seltensten Fällen quantifizierbar. Das gilt insbesondere für den Verlust an Biodiversität.

Der CO₂-Zertifikatehandel stellt einen pragmatischen mengenbasierten Ansatz zur Internalisierung externer Kosten dar. Anstelle der in der Praxis problematischen Monetarisierung externer Kosten aus der Emission einer zusätzlichen Tonne CO₂, werden den Verursachern Reduktionsverpflichtungen auferlegt, die die Emissionen insgesamt so verringern, dass Folgeschäden voraussichtlich auf ein vertretbares Maß begrenzt werden. Der CO₂-Preis ist hierbei das Ergebnis aus Angebot und Nachfrage vor dem Hintergrund politisch vorgegebener Reduktionsziele.

Der Zertifikatehandel bewirkt, dass CO₂-emittierende Kraftwerke höhere Grenzkosten haben und sich am Strommarkt ein höherer Preis einstellt, falls diese Kraftwerke preissetzend sind, als dies ohne eine CO₂-Bepreisung im Zertifikatehandel der Fall wäre. Dadurch erzielen CO₂-freie oder -arme Kraftwerke mit insgesamt geringeren Grenzkosten höhere Deckungsbeiträge.

Vor- und Nachteil dieser Art der Steuerung ist die Technologieneutralität. So kommt der CO₂-Zertifikatehandel allen CO₂-neutralen Technologien gleichermaßen zu Gute. Als europäisch wirkendes Instrument würden Erneuerbare-Energien-Anlagen eine relative Besserstellung am Markt erlangen. Der in Deutschland vorgesehene Ausstieg aus der Kernenergienutzung in Verbindung mit steigenden CO₂-Zertifikatepreisen allein in Deutschland würde im europäischen Binnenmarkt nur temporär Wirkung entfalten und teilweise auch zum Weiterbetrieb von bestehenden Kernenergieanlagen in Europa führen, wenn aufgrund steigender CO₂-Preise hinreichende Markterlöse zu erwarten sind. Dies könnte sich dämpfend auf die Großhandelspreise und damit ungünstig auf die Refinanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen auswirken.

Eine massive Erhöhung der CO₂-Preise hätte darüber hinaus auch weitere Auswirkungen auf die Industrie in Europa. Sofern nicht auch in anderen Regionen der Welt eine ähnliche Bepreisung von CO₂ erfolgt, entstehen durch eine Verknappung von Zertifikaten wirtschaftliche Nachteile für die europäische Wirtschaft. Aus Sicht der Energiewirtschaft sollte die Verknappung der CO₂-Zertifikate mit Blick auf nötige CO₂-Reduktionen vorgenommen werden. Die Industrie kann hiervon, je nach Ausgestaltung, zum Teil unbetroffen bleiben, jedoch die Dekarbonisierung des Stromsektors vorangetrieben werden. Hier besteht aber eine Abhängigkeit von politischen Entscheidungen.

Einer Absicherung durch langfristige Lieferverträge kann das Kartellrecht Grenzen setzen. Die Beurteilung durch das Bundeskartellamt muss aber die Gesamtheit der Umstände berücksichtigen. Hierzu gehören die Frage des Marktanteils des Lieferanten, die konkrete Dauer der Bezugsbindung und die Quote der Bedarfsdeckung durch den Kunden. Langfristige Lieferverträge sind nicht grundsätzlich problematisch, sondern nur, wenn sich aus den Gesamtumständen eine relevante Beschränkung von Wettbewerbern im Zugang zum Markt ergibt. Um eine Direktvermarktung außerhalb des EEG attraktiver als bisher zu gestalten, sollte der

Gesetzgeber regulatorische Hemmnisse abbauen und damit einen verlässlichen und ausreichend langen Rahmen für marktliche Refinanzierungsmöglichkeiten abstecken. Darüber hinaus setzt eine Marktfinanzierung – auch im Rahmen eines langfristigen PPA – die Erwartung eines auskömmlichen Strompreisniveaus voraus, welches jedoch mit folgenden Unsicherheiten behaftet ist:

1. Marktakteure müssten darauf vertrauen können, dass andere regulatorische Entscheidungen im In- und Ausland mit Auswirkungen auf das Strompreisniveau unterbleiben, da ihnen andernfalls „stranded investments“ drohen.
2. Für die Erreichung der Erneuerbare-Energien-Ausbauziele müssen erhebliche Kapazitäten von Erneuerbare-Energien-Anlagen errichtet werden, die witterungsbedingt einen hohen Grad der Gleichzeitigkeit bei der Stromerzeugung aufweisen. In der Folge sinkt der Marktwert der einzelnen Kilowattstunde von Strom aus Erneuerbaren Energien.

Die Refinanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen über den Strommarkt – sowohl über Handelsprodukte am Großhandelsmarkt als auch durch direkte Lieferverträge – kann aus den oben genannten Gründen zwar durch eine Verknappung von CO₂-Zertifikaten begünstigt werden, aber mittelfristig – aufgrund der verbleibenden Unsicherheiten – für sich allein nicht zwangsläufig einen ausreichenden Zubau und das Erreichen der Erneuerbare-Energien-Ausbauziele sicher gewährleisten. Die wirtschaftliche Attraktivität einzelner Maßnahmen wie der Erneuerbare-Energien-Direktbelieferung darf aus Sicht des BDEW jedoch nicht auf einem neuen Fördertatbestand beruhen, der dem effizienten Refinanzierungssystem des EEG via Ausschreibung und Direktvermarktung entgegensteht. Gleichwohl ist zu prüfen, inwiefern regulatorische Rahmenbedingungen der marktlichen Refinanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen entgegenstehen. Dabei gilt es, die Komplexität für Investoren und Verbrauchern gleichzeitig zu reduzieren und die Transaktionskosten zu senken. Auch müssten die Rahmenbedingungen über den Refinanzierungszeitraum von 20 Jahren stabil bleiben.

3.3 Säule 2: Flankierende wettbewerbliche Ausschreibung und Direktvermarktung zur Gewährleistung der Zielerreichung

Offen ist, ob die Chancen und Risiken der langfristigen Strompreisentwicklung (Säule 1) für alle oder zumindest für einen nennenswerten Teil der Marktakteure so attraktiv ist, dass die vorgegebenen Ausbauziele ausschließlich über den Energy-Only-Markt (EOM) erreicht werden können. Vor dem Hintergrund, dass Wind- und PV-Anlagen nur dargebotsabhängig Strom erzeugen können und der Wert der erzeugten Kilowattstunde Strom mit Fortschreiten der Energiewende aufgrund des steigenden Grads der witterungsbedingten Gleichzeitigkeit der Stromerzeugung tendenziell abnimmt, sollte das bestehende Marktprämienmodell weiterentwickelt werden, um einerseits die Investitionen auf Basis der Marktpreise des EOM zu stärken und andererseits den politisch gewollten Ausbaupfad zu realisieren.

Im derzeitigen Marktprämiensystem kann die Marktprämie per Definition nicht negativ werden. Dadurch wurde den Betreibern bewusst die Chance auf einen marktlichen Zugewinn über die Förderung hinaus gewährt. Während bei niedrigen Marktpreisen die Investition durch

die Marktprämie des EEG abgesichert ist, erfolgt auch bei steigenden Strompreisen keine Einzahlung auf das EEG-Konto. Vereinfacht ausgedrückt: Das Risiko der langfristigen Strompreisentwicklung wird sozialisiert, während die Chancen im aktuellen Marktprämienmodell privatisiert werden. Die Marktprämie ist jedoch zu einem Zeitpunkt entwickelt worden, als die Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien im Regelfall deutlich über den Marktpreisen lagen und dadurch mögliche Mitnahmeeffekte aus höheren Strompreisen sowohl betriebswirtschaftlich, als auch für das System von untergeordneter Bedeutung waren.

Mit der Einführung der Ausschreibung und der näher rückenden Marktreife der Erneuerbare-Energien-Technologien haben die Aussichten auf die zusätzliche Nutzung höherer Strompreise jedoch betriebswirtschaftlich und systemisch ein deutlich höheres Gewicht erhalten. Es ergeben sich Wechselwirkungen im Chance-Risiko-Profil einer Investition: So werden seit der Einführung von Ausschreibungen insofern auch die Chancen sozialisiert, als dass bei hohem Wettbewerb die Chancen von steigenden Marktwerten/Strompreisen beim Gebot mit eingepreist werden, d. h. das Gebot wird tendenziell niedriger. Dies führt jedoch angesichts der mit der langfristigen Strompreisentwicklung verbundenen Unsicherheiten zu einem hohen Risiko für den Investor, welches nicht alle Akteure eingehen können beziehungsweise wollen. So müssen alle Akteure der Ausschreibung die langfristig erwarteten Mehrerlöse aus der langfristigen Strompreisprognose oberhalb des anzulegenden Wertes bei der Gebotsabgabe im Zuge der Ausschreibungen einkalkulieren und verdrängen in der Folge solche Unternehmen, die ihren Geboten tendenziell vorsichtiger Prognosen zu Grunde legen. Daraus resultiert für die Akteure mit den optimistischsten Strompreisannahmen ein starkes „winner's curse“ Risiko.

Der BDEW empfiehlt vor diesem Hintergrund eine Weiterentwicklung des EEG-Ausschreibungsmechanismus, die für Neuanlagen eine Einzahlung von Strommarkterlösen vorsieht, die über den in der Ausschreibung festgelegten anlegbaren Preis hinausgehen. Eine Anpassung der gleitenden Marktprämie kann die Vorteile des aktuellen Finanzierungsrahmens erhalten und gleichzeitig die aufgezeigten Nachteile beseitigen.

Dafür ist im EEG anzupassen (mit Bestandsschutz für Bestandsanlagen), dass im Fall einer rechnerisch negativen Marktprämie der Anlagenbetreiber die negative Marktprämie auf das EEG-Konto einbezahlen muss.

Im Hinblick auf die bestehenden Wechselmöglichkeiten zwischen den Formen der Direktvermarktung ist zu prüfen, unter welchen Rahmenbedingungen ein einmaliger Wechsel aus Säule 2 in die sonstige Direktvermarktung (Säule 1) erlaubt werden könnte. Hierbei sind Mitnahmeeffekte auszuschließen.

Politisch ist die vorgeschlagene Maßnahme opportun, denn die Letztverbraucher haben mit der EEG-Umlage die Kosten für die Absicherung des langfristigen Strompreisrisikos der fixkostengetriebenen Erneuerbare-Energien-Anlagen übernommen. Daher ist es sachgerecht, wenn auch die Chancen einer solchen Entwicklung den Letztverbrauchern zu Gute kommen.

Energiewirtschaftlich sind die vorgeschlagenen Anpassungen ebenfalls geboten, da fixkostengetriebene Investitionsgüter einen verlässlichen Refinanzierungsrahmen benötigen. Zwar werden hohe Renditen verhindert, es entsteht aber auch eine Absicherung gegenüber

„stranded investments“, die in größerem Umfang auch volkswirtschaftlich sehr nachteilhaft wären.

Gleichzeitig bleiben die Vorteile der bisherigen Marktprämie erhalten.

1. Der Anreiz zur optimalen Vermarktung bleibt bestehen, da die so weiterentwickelte Marktprämie nicht die Differenz zu den individuellen Markterlösen sondern zu dem durchschnittlichen technologiespezifischen Marktwert (Großhandelspreis) ausgleicht.
2. Der Anreiz zur Optimierung der Anlagenauslegung bleibt aus demselben Grund erhalten. Da der Durchschnitt des technologiespezifischen Marktwerts immer durch die Bestandsanlagen gebildet wird, entsteht der Anreiz, Anlagen zu errichten, deren erzeugter Strom einen überdurchschnittlichen Marktwert erzielen kann.
3. Der Anreiz, die Stromerzeugung spätestens dann einzustellen, wenn sich aus Marktpreis und Marktprämie keine Deckungsbeiträge erwirtschaften lassen, besteht ebenfalls fort.

Die vorgeschlagene Weiterentwicklung basiert dabei auf marktlichen Prinzipien, sowohl bei der Ermittlung der Kosten zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung als auch bei der Einsatzentscheidung der Erzeugungsanlagen und bei der Vermarktung des erzeugten Stroms. Insgesamt gleicht das System jedoch Chancen und Risiken der langfristigen Strompreisentwicklung für investitionskostengetriebene Güter aus. In Verbindung mit Ausschreibungen führt dies dazu, dass die Teilnehmer der Ausschreibung die Erwartung auf steigende Strompreise bei der Gebotsabgabe nicht mehr einpreisen (müssen), sondern allein auf Basis ihrer Kosten Gebote abgeben. Allerdings kann es dadurch ggf. zu höheren Geboten in den Ausschreibungen kommen, da im derzeitigen Modell die Mehrerlöserwartung (erwarteter Börsenpreis größer als anzulegende Wert) ggf. in die Angebote eingepreist wird und diese momentan mindert (siehe offshore-Ausschreibung 2017). Die Abgabe von Geboten auf Basis tatsächlicher Kosten mindert das Risiko, dem „winners curse“ zu unterliegen, und erhöht in der Konsequenz die Realisierungswahrscheinlichkeit der bezuschlagten Projekte.

Aus Investorensicht ist zwar die Absicherung des langfristigen Strompreisrisikos attraktiv. Erkauft wird diese Sicherheit jedoch durch den Verzicht auf potentiell höhere Renditen, die durch die Verbindung der Ausschreibung mit der weiterentwickelten Marktprämie auf ein Minimum reduziert werden. Im Unterschied zur Vermarktung in Säule 1 ist es zudem aufgrund des Doppelvermarktungsverbots in Säule 2 nicht möglich, aus der Direktvermarktung im Rahmen der Säule 2 eine „grüne Eigenschaft“ an Letztverbraucher zu liefern und daraus Mehrerlöse zu generieren.

Bestimmung des Ausschreibungsvolumens

Die Ausbauziele für Erneuerbare Energien orientieren sich am Bruttostromverbrauch und sind damit in ganz erheblichem Maße abhängig sowohl vom Erreichen der Effizienzziele, als auch vom Grad der Elektrifizierung des Verkehrs- und des Wärmesektors. Hinzu kommen heute noch nicht absehbare technische Weiterentwicklungen. Ein Durchplanen der Zubaukorridore bis 2050 auf Basis des heutigen Kenntnisstandes erscheint vor diesem Hintergrund nicht zielführend.

Der BDEW regt daher die Erarbeitung und fortlaufende Weiterentwicklung eines Szenario-rahmens an, in dem mit einem im Hinblick auf die Planungssicherheit angemessenen Vorlauf und auf der Basis des jeweiligen Standes der Technik die Ausschreibungsmengen unter Berücksichtigung des Ausbaus außerhalb der Ausschreibungen dynamisch festgelegt werden. Die langfristigen politischen Ausbauziele für Erneuerbare Energien dienen dabei als Orientierungsmarken. Dieses Vorgehen würde den Akteuren hinreichende Planungssicherheit geben und könnte gleichzeitig neue Entwicklungen/Aspekte einbeziehen.

Zu berücksichtigen sind dabei unter anderem Erkenntnisse über

- technologische Weiterentwicklungen,
- Kostenentwicklungen und Kosteneffizienz der zur Verfügung stehenden Technologien,
- Entwicklungen des Bruttostromverbrauchs,
- Fortschreiten der Sektorkopplung,
- außerhalb des Marktes zugebaute EE-Anlagen,
- Bestand von Erzeugungsanlagen und daraus resultierender Erzeugungsmix,
- bereits in vorangegangenen Ausschreibungen bezuschlagte Projekte,
- bereits in vorangegangenen Ausschreibungen bezuschlagte, aber nicht realisierte Projekte,
- Abschätzungen zur Entwicklung des eigenerzeugten Selbstverbrauchs sowie
- Entwicklung des Netzausbaus (ggf. Synchronisation mit NEP).

Vermeidung unerwünschter Nebeneffekte

In Verbindung mit der gegenwärtigen Berechnungsmethode zur Ermittlung der monatlich gleitenden Marktprämie können die oben vorgeschlagenen Anpassungen zu unerwünschten Nebeneffekten führen. Wenn zum Beispiel ein Direktvermarkter in einem Monat eine negative Marktprämie erwartet (beispielsweise -2 ct/kWh) entsteht auch dann ein Anreiz, von einer Stromeinspeisung abzusehen, wenn der Marktpreis in einer Stunde (beispielsweise 1 ct/kWh) so niedrig wird, dass der Direktvermarkter in Verbindung mit der negativen Marktprämie einen negativen Deckungsbeitrag erwirtschaftet. In der Konsequenz würde trotz bestehender Nachfrage weniger Strom aus Erneuerbaren Energien vermarktet und der Großhandelspreis würde steigen. Es ist zu erwarten, dass ein solcher Effekt aus politischer Sicht nicht erwünscht ist. Gelöst werden könnte dieses Problem unter Inkaufnahme einer Steigerung der Komplexität bei der Abwicklung der Marktprämie durch eine stündliche oder viertelstündlich gleitende Marktprämie. Dadurch würde sichergestellt, dass der Anreiz zur Stromerzeugung erhalten bleibt, auch wenn in einigen Stunden der Marktpreis absinkt.

3.4 Säule 3: Stabile und diskriminierungsfreie Rahmenbedingungen für Teilhabe von flexiblen Letztverbrauchern und Prosumern

Die angestrebte Dekarbonisierung der Energieversorgung erfordert eine verbesserte Energieeffizienz und ein Voranschreiten der Sektorkopplung. Hierzu ist die aktive Einbeziehung von Unternehmen, Kommunen und Bürgern unabdingbar, da von diesen wichtige (Investitions-)Entscheidungen in den oben genannten Bereichen (Effizienzinvestitionen, Modernisierung Gebäudewärmeversorgung, neue Mobilitätstechnologien, Angebot flexibler Lasten, Umstieg auf Grünstrom) stattfinden. Hier gilt es, den Verbraucher in seinen Wünschen und Nutzenerwartung einzubinden. Die Dezentralisierung bietet gleichzeitig Herausforderungen wie Chancen. Für die deutsche Energiewirtschaft geht es dabei neben dem Aspekt der Stabilität des Systems und der Versorgungssicherheit auch um Bezahlbarkeit. Nach Umfragen des BDEW halten 93 Prozent der Bürger die Energiewende für wichtig und 55 Prozent der Bürger geht der Ausbau der Erneuerbaren nicht schnell genug, obwohl 70 Prozent mit steigenden Strompreisen rechnen.¹ Die auch weiterhin erforderliche Akzeptanz für die hier bestehenden Herausforderungen kann durch Beteiligung der Verbraucher gestärkt werden. Hier gilt es, einen verzerrungsfreien Refinanzierungsrahmen zu definieren, der Prosumern adäquate finanzielle Rückflüsse ermöglicht, ohne andere Marktakteure wettbewerblich zu diskriminieren.

Heute existieren bereits Ausnahmeregelungen für Prosumer bei:

- dem Selbstverbrauch von Strom,
- der Belieferung mit Mieterstrom,
- der Begünstigung von Belieferungsverhältnissen im regionalen Zusammenhang und
- Bürgerenergiegesellschaften in Ausschreibungen für Windenergie an Land.

Der BDEW hat sich in der Vergangenheit kritisch gegenüber diesen Instrumenten geäußert, da sie aus energiewirtschaftlicher Sicht allein nachteilig sind und zu Mehrbelastungen für andere Akteure und/oder zu Wettbewerbsverzerrungen führen. In der Folge können die ursprünglich erhoffte akzeptanzsteigernde Wirkung – je nach Ausmaß der Inanspruchnahme – in das Gegenteil verkehrt und so die Akzeptanz für Energiewendemaßnahmen gemindert werden.

Ungeachtet dieser energiewirtschaftlichen Bewertung ist klar, dass die Rechte und Pflichten der Letztverbraucher und Prosumer in einem durch die Energiewende veränderten Umfeld neu zu definieren sind. Vor diesem Hintergrund regt der BDEW eine ganzheitliche und nachhaltige Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens an. Dabei ist unter anderem zu prüfen, ob, in welcher Ausgestaltung und in welchem Umfang die genannten und gegebenenfalls andere/weitere Maßnahmen zur Akzeptanzsteigerung sinnvoll sind, um einen stabilen Refinanzierungsrahmen für dezentrale Prosumer und energieeffiziente beziehungsweise flexible Verbraucher zu definieren. In dem Zusammenhang ist auch zu prüfen, ob und wie das in diesem Zusammenhang entstehende Spannungsfeld zwischen der Verantwortung des Prosumers für die Energieversorgung und seiner Nutzenerwartung ausgeglichen werden kann.

¹ <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20160503-pi-energiewende-weiterhin-top-thema-fuer-die-bevoelkerung-de>

4 Weitere zu diskutierende Aspekte

Darüber hinaus sollten aus Sicht der Mitgliedsunternehmen im Zusammenhang mit den drei Säulen langfristig auch folgende Aspekte beziehungsweise Optionen untersucht werden:

1. Alternative Finanzierung für die „EEG-(Alt)lasten“ (zum Beispiel Fonds oder Steuerlösungen)?
2. Möglichkeiten der Unsicherheits- und Komplexitätsreduktion für Energieverbraucher, zum Beispiel systematische Vereinfachung der Regularien und Pflichten für direkte Grünstromlieferungen und Eigenverbraucher durch vereinfachte Abgabenregelungen, fixe „flat-fees“, on-line Prozesse für die Abwicklung von Genehmigungen und Berichtspflichten und umsetzungs-unterstützende Beratung?
3. Zweistufige Stromsteuer: geringerer Steuersatz für Strom aus Erneuerbaren Energien?
4. Vermarktungsoptionen für Überschussstrom für PV-Anlagenbetreiber, zum Beispiel auf Basis der in den durchgeführten Ausschreibungen ermittelten Preise (Säule 2)?
5. Ermöglichung der Nutzung von Herkunftsnachweisen im Rahmen der (direkt/indirekt geförderten) Direktvermarktung?
6. Kurzfristige Wechselfristen zwischen der durch eine Marktprämie geförderten Direktvermarktung und der nicht näher legaldefinierten sonstigen Direktvermarktung?
7. Sonstige Direktvermarktung mit Reduzierung der EEG-Umlagepflicht, wenn keine gleitende Marktprämie beansprucht wird?
8. Definition von Rechten und Pflichten der Letztverbraucher und Prosumer in einem durch die Energiewende veränderten Umfeld?
9. Reduzierung der Laufzeit der EEG-Förderung sukzessive von 20 auf 15 Jahre?
10. Möglichkeiten zur Internalisierung externer Effekte (CO₂-Bepreisung)?