

Berlin, den 24. August 2015

Stellungnahme zum Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“

EFET Deutschland (EFET) begrüßt weiterhin die Bereitschaft des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi) zur konsequenten Weiterentwicklung des Energy Only Marktes (EOM).

Wie bereits in unserer Stellungnahme zum Grünbuch vom 18.12.2014 sowie zur „Position von EFET Deutschland zur Diskussion über ein neues Marktdesign für Deutschland“ vom Oktober 2014 dargelegt, erachtet EFET eine konsequente Weiterentwicklung des EOM als erforderlich, um die Effizienz des Energiemarktes zu verbessern.

I. Wesentliche Forderungen von EFET zur Weiterentwicklung des EOM

Insbesondere nachstehende, im Weißbuch aufgeführte Maßnahmen stärken aus Sicht von EFET den EOM und sollten unmittelbar umgesetzt werden:

- Freie Preisbildung und kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht transparenter machen
- Bilanzkrestreue stärken
- Weiterentwicklung des Strommarktes europäisch einbetten
- Regelleistungsmärkte für neue Anbieter öffnen
- Smart Meter schrittweise einführen
- Netzausbau weiter vorantreiben

Der EOM muss unter anderem so weiter entwickelt werden, dass die Verbindung zwischen dem Verbraucher und dem Markt verbessert wird. Verbraucher müssen zukünftig die Möglichkeit haben, direkt auf Börsenpreise zu reagieren. Sie können dann bei Knappheit und hohen Preisen ihre Nachfrage verringern. So kommt es zu effizienten Abschaltungen von Verbrauchern, während ein willkürlicher Lastabwurf (Brownouts) vermieden wird. Transparenz stellt dabei sicher, dass der Verbraucher die relevanten Informationen erhält und entsprechend agieren kann. Die Einführung von Smart Metern und die Überarbeitung der Netzentgeltsystematik sind wichtige Schritte, dies zu erreichen. So kann der steigenden volatilen Erzeugung aus erneuerbaren Energien Rechnung getragen, die Zahlungsbereitschaft in Situationen, in denen Knappheit herrscht, verursachungsgerecht gelöst und die Gesamtlast rationell gesteuert werden.

Grundsätzlich unterstützt EFET den Abbau von Hemmnissen, die eine effiziente Nutzung vorhandener Lastflexibilität verhindern. Allerdings muss gewährleistet sein, dass keine Anreize durch dynamische Kostenbestandteile, wie beispielsweise Netzentgelte und EEG-Umlage, geschaffen werden. Diese führen unweigerlich zu Verzerrungen am Markt und folglich zu Ineffizienz. Aus Sicht von EFET sollte der Strompreis das einzige Steuerungselement für Flexibilität sein.

Mit anderen Worten: Strompreiskomponenten, wie Netzentgelte und EEG-Umlage, sollen keinen Einfluss auf die kurzfristigen Dispatch-Entscheidungen haben. EFET lehnt daher die Kopplung solcher Strompreiskomponenten an den Marktpreis ab.

EFET ist der Auffassung, dass der Ausbau des Übertragungsnetzes mit dem Ziel, strukturelle Engpässe zu beheben, wichtig für einen gut funktionierenden Markt ist und damit eine effiziente Integration von erneuerbaren Energien ermöglicht. Allerdings sollte vorab die Nutzung der derzeit vorhandenen Infrastruktur optimiert werden, indem zum Beispiel der Netzbetreiber die Sicherheitsmargen bei der Berechnung der verfügbaren Grenzkuppelkapazität kritisch hinterfragt und reduziert, damit mehr Kapazität dem Markt sowie dem Market Coupling zur Verfügung steht.

Weiterhin beobachtet EFET mit Sorge, dass weitere Maßnahmen geplant sind, die den Markt und insbesondere die freie und rationelle Preisbildung weiter einschränken werden oder unmöglich machen. EFET hätte demgegenüber erwartet, dass Maßnahmen ergriffen werden, die den Markt stärken und die Nachhaltigkeit des EOM sicherstellen sowie dass bestehende Hemmnisse, die durch gesetzliche und regulatorische Regelungen bestehen, abgebaut werden. Die Maßnahme Nr. 19 „Kapazitätsreserve einführen“ des Weißbuches sehen wir in diesem Kontext kritisch, da nicht ausreichend geklärt ist, wie die Reserve vollständig vom Markt entkoppelt werden kann. Die Interaktion mit dem Markt im Einsatzfall und kurz davor wurde nicht betrachtet. Die Abwicklung der technisch bedingten Rampen zum Erreichen der Mindestteillast und der abgerufenen Last der Reservekapazität sowie die Phase der Bereitschaft haben aus EFET-Sicht einen Einfluss auf den Markt (Energie- bzw. Regelleistungsmarkt).

EFET merkt zudem an, dass zur Erreichung der Klimaziele der Emissionshandel gestärkt werden sollte anstatt rein nationale Maßnahmen zu treffen. Durch die Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland oder die vorübergehende Kontrahierung von Braunkohlekraftwerken in einer Reserve werden, wenn überhaupt, die nationalen Klimaziele erreicht. Diese Maßnahmen helfen nicht, europäische Ziele zu erreichen, da die CO₂ Zertifikate weiterhin auf dem Markt sind und es deshalb nicht zu einer Reduzierung der Emissionen kommt. EFET setzt sich daher für europäische Maßnahmen zur Erreichung der Klimaschutzziele ein.

Wie bereits in der Stellungnahme zum Grünbuch dargelegt, wird die weitere Integration der erneuerbaren Energien in den Markt nicht betrachtet, obwohl diese bereits heute einen wesentlichen Teil der Erzeugungskapazität in Deutschland darstellt.

Aus Sicht von EFET sollten folgende Punkte, wie auch in der Stellungnahme zum Grünbuch dargelegt, zusätzlich bei der Weiterentwicklung des Strommarktes berücksichtigt werden:

- Integration der erneuerbaren Energien in den Markt, z. B. durch vollständige Bilanzierungsverantwortung, Abschaffung der Netzbetreibermarkung
- eine regelzonenübergreifende Bilanzierung
- Erhaltung der DE/AT-Preiszone

- Erhaltung der Möglichkeit nachträglicher Fahrplanänderungen

Abschließend nimmt EFET die Entwicklung der Diskussion um Loopflows mit Besorgnis wahr. EFET erachtet die gegenwärtig diskutierten Ansätze zur Reduzierung oder Vermeidung von Loopflows als nicht sachgerecht. Die Aufteilung von bestehenden, liquiden Preiszonen und die Einführung einer Engpassbewirtschaftung an den Grenzen konterkariert die Liberalisierung und Öffnung des Energiemarktes. Die Reduzierung von Leitungskapazität an Grenzkuppelstellen zur Vermeidung oder Reduzierung von Loopflows schränkt den Markt bzw. den Austausch von Energie zwischen Preiszonen unnötig ein.

Vielmehr sollte über einen grenzüberschreitenden Redispatch das System unabhängig von Ländergrenzen optimiert bzw. bewirtschaftet werden. Die Effizienz des europäischen Gesamtsystems und nicht die des nationalen Systems muss im Vordergrund stehen.

II. Bewertung handelsrelevanter Maßnahmen des Weißbuches

1) „Freie Preisbildung am Strommarkt garantieren“ und „kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht transparenter machen“ (Maßnahmen 1 und 2)

Grundlage des EOM 2.0 ist die freie Preisbildung. Angebot und Nachfrage am Markt bilden den Preis. Hierbei ist das Vertrauen in das Funktionieren der Energiemärkte entscheidend. Knappheitspreise, insbesondere auf den „Spotmärkten“ (Day-Ahead und Intra-Day), die klar über die kurzfristigen Grenzkosten des marginalen Kraftwerks hinausgehen, sind ein essentieller Bestandteil des EOM und dienen der Deckung der kompletten Kosten (inklusive Fixkosten).

Selbst wenn (theoretisch) die Großhandelspreise den kurzfristigen Grenzkosten des marginalen Kraftwerks entsprechen würden, könnte dieses seine Fixkosten nicht decken. Somit würde in einem optimalen Kraftwerksmix jedem Kraftwerk ein vergleichbarer Fehlbetrag entstehen. Dieses „Missing Money Problem“ lässt sich heilen, in dem am Großhandelsmarkt Knappheitspreise zugelassen werden (und in Zeiten von Knappheit entsprechen diese dem Wert nicht gelieferten Stroms [VoLL]).

EFET weist darauf hin, dass die freie Preisbildung nicht nur national, sondern auf europäischer Ebene sichergestellt werden muss. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass bereits in einigen Regionen Kapazitätsmärkte eingeführt wurden, muss gewährleistet werden, dass dieser Grundregel nichts entgegensteht oder diese beeinflusst. Der Preis bestimmt die Richtung des Stromflusses. Eine notwendige Lastreduzierung erfolgt preisgetrieben und unabhängig von Ländergrenzen. Ein willkürlicher Lastabwurf (Brownout) kann so vermieden werden.

Es sollte davon abgesehen werden, bei Preisspitzen aus politischen Gründen künstlich in den Markt einzugreifen. Denn eine solche, politisch motivierte Einschränkung reduziert die Effizienz des Energiemarktes, führt zu neuen Risiken, könnte Investitionsentscheidungen untergraben und erhöht folglich langfristig die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung. Die Klarstellung im Strommarktgesetz, dass keine staatlichen Interventionen in die Strompreise erfolgen, ist infolgedessen sinnvoll. Allerdings muss hierzu auch, wie im Absatz „Weiterentwicklung des Strommarktes europäisch einbetten“ beschrieben, auf europäischer Ebene ein gemeinsames Verständnis bestehen. EFET ist sich bewusst, dass politische Interventionen nie vollständig ausgeschlossen werden können, so dass langfristig immer Unsicherheiten im EOM bestehen und das Vertrauen in den Markt sinkt. Allerdings sollten dies auf ein Minimum reduziert werden.

Derzeit bewirkt das „faktische Mark-Up-Verbot“, dass marktbeherrschende Erzeuger keine Mark-ups auf ihre Angebotspreise vornehmen, da das Bundeskartellamt solche Mark-ups als unerlaubte Ausübung von Marktmacht betrachten könnte und Erzeuger entsprechend pönalisieren würde. Dazu kommt das Problem, dass in Zeiten von Knappheit nur schwierig bzw. überhaupt nicht unterschieden werden kann, ob hohe Preise durch Knappheit oder durch Ausübung von Marktmacht zustande kommen. Hierzu existiert bis jetzt keine eindeutige Rechtsprechung.

Die Veröffentlichung eines Leitfadens, der Regeln für die Anwendung und die Reichweite der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht durch das Bundeskartellamt enthält, ist hilfreich. Solch ein Leitfaden sollte allerdings von anderen verantwortlichen Behörden (wie z. B. DG Wettbewerb und die Markttransparenzstelle) mitgetragen werden.

EFET merkt an, dass solch ein Leitfaden eine Verbesserung wäre, die mangelnde Rechtssicherheit der Energiehändler aber nicht vollkommen beheben würde. Denn erstens wäre dieser für das Bundeskartellamt selbst rechtlich nicht bindend. Zweitens sind keine Maßnahmen durch den deutschen Gesetzgeber vorstellbar, die auch das Mark-Up-Verbot aus europarechtlicher Sicht (sowohl das Wettbewerbsrecht als auch die REMIT-Verordnung betreffend) rechtssicher aufheben. Unsicherheiten bestünden auch fort, was mögliche andere direkte oder indirekte behördliche Interventionen betrifft mit dem Ziel, Preise künstlich zu senken. Es ist selbst der Bundesregierung nicht möglich, sich selbst oder zukünftige Regierungen von solchen Interventionen rechtssicher abzuhalten.

Bereits seit dem 28.12.2011 ist die EU-Verordnung 1228/2011 („REMIT“) in Kraft. In dieser sektorspezifischen Regelung sind insbesondere auch das Verbot der Marktmanipulation sowie das Verbot von Insiderhandel im Energiegroßhandelsmarkt geregelt. Zusammen mit der Pflicht zur rechtzeitigen und effizienten Veröffentlichung von Insiderinformationen sowie der Verpflichtung zur Datenmeldung (Handelstransaktionen sowie Fundamentaldaten) ist eine adäquate Marktüberwachung nun möglich. Zur Durchsetzung der REMIT wurde bereits die Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas bei der Bundesnetzagentur eingerichtet, sowie weitere Befugnisse (im EnWG) zur Durchsetzung der REMIT für die BNetzA geschaffen. Hierzu gehören u. a. die Verfolgung von Verstößen gegen die Verbote von Insiderhandel sowie Marktmanipulation und ebenso die Durchsetzung der Datenmeldepflichten an die europäische Energieregulierungsbehörde ACER. Die Bundesnetzagentur kann alle notwendigen Ermittlungen führen, um einen Verstoß gegen Vorgaben der REMIT festzustellen.

Ein Bericht über die Marktverhältnisse in der Stromerzeugung wird ebenfalls begrüßt. Dieser sollte eine eindeutige Beurteilung ermöglichen, damit Unternehmen ableiten können, ob sie marktbeherrschend sind. Idealerweise würden die Unternehmen, die als marktbeherrschend eingestuft werden, explizit aufgeführt.

Zusammenfassend zeigen die zuvor dargelegten Barrieren, dass eine freie Preisbildung immer nur innerhalb eines definierten rechtlichen, politischen und regulatorischem Rahmens möglich ist.

Dies führt zwangsweise dazu, dass nur ein geringeres Versorgungssicherheitsniveau erreicht werden kann als es theoretisch in einem vollkommenen EOM erreicht werden könnte. Dementsprechend bestehen ein latentes Missing Money Problem und eine nicht zu vernachlässigende Wahrscheinlichkeit von Brownouts.

2) „Bilanzkreistreue stärken“ (Maßnahme 3)

a) Grundsatz der Bilanzkreisverantwortung

Das aktuelle System der Bilanzkreisbewirtschaftung im deutschen Elektrizitätsmarkt setzt einen klaren Fokus auf die individuelle Zuständigkeit eines jeden Bilanzkreisverantwortlichen (BKV), für die korrekte Bewirtschaftung seines Bilanzkreises zu sorgen. Im aktuellen Marktdesign für Regel- und Ausgleichsenergie bestehen Anreize für eine aktive Bewirtschaftung von Bilanzkreisen.

Der Einsatz von Regelenergie durch den Netzbetreiber dient zum Ausgleich von nicht plan- oder prognostizierbaren Laständerungen. Die Rahmenbedingungen müssen daher gewährleisten, dass die

Anreize für die Bilanzkreistreue ausreichend hoch sind, damit der BKV grundsätzlich bestrebt ist, sich am Markt, durch eigene Erzeugung oder Flexibilität auszugleichen. Nur so wird sichergestellt, dass die Kosten für Erzeugung und benötigte Flexibilität zur Belieferung eines Verbrauchers sachgerecht bzw. verursachungsgerecht zugeordnet und nicht sozialisiert werden. Dessen ungeachtet fördert dieser Ansatz den Wettbewerb und die Innovation und trägt durchaus zur Versorgungssicherheit bei.

b) Erforderliche Änderungen des Bilanzausgleichsenergiepreises

Folglich müsste der Ausgleichsenergiepreis mindestens das letzte Preisniveau am Markt reflektieren, damit der Bilanzkreisverantwortliche keinen monetären Anreiz hat, Ausgleichsenergie in Anspruch zu nehmen. Daher sind aus Sicht von EFET die nachstehenden Anpassungen des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP) sinnvoll:

Der Intraday-Markt verfügt mittlerweile über ausreichend Liquidität. Daher sollte der AEP31 bei der Berechnung des reBAP auf den Intradaypreis der Viertelstunde geändert werden. Der Schwellwert AEP3 könnte sich künftig wie folgt ermitteln: Bei der Börsenpreiskopplung des reBAP könnte beim Vergleich mit AEP22 zunächst der ID3 Preisindex der EPEX-SPOT3 für die jeweilige Viertelstunde anstatt des durchschnittlichen mengengewichteten Intraday-Spotmarktpreis der betreffenden Stunde der EPEX-SPOT genutzt werden. Der genutzte Index sollte zyklisch dahingehend überprüft werden, ob er den Anforderungen bezüglich des Ausgleichsenergiepreises weiterhin gerecht wird oder ob ein anderer Wert bei der Berechnung herangezogen werden sollte. Gegen die vorgeschlagene Ableitung eines alternativen Bezugspreises aus der neuen Day-Ahead-Viertelstundenauktion der EPEX SPOT oder aus einem Maximalpreis aus verschiedenen Bezugspreisen bestehen erhebliche Bedenken. Im ersten Fall wäre der Bezugspreis zu weit vom Lieferzeitpunkt entfernt, im zweiten Fall bestünde die Gefahr, dass für die Marktakteure Fehlanreize gesetzt werden.

Der Ausgleichsenergiepreis sollte den Systemzustand reflektieren. Ein hohes Systemungleichgewicht sollte zu einem hohen Ausgleichsenergiepreis führen, da der Netzbetreiber entsprechend viel Regelleistung abrufen musste. Der reBAP führt allerdings gegenwärtig zu inkonsistenten Ergebnissen in Bilanzierungsperioden, in denen der Netzbetreiber Regelleistung in beide Richtungen abrufen. In diesem Fall steht den saldierten Mengen die Summe der Kosten gegenüber. Diese führt zu teilweise sehr hohen Ausgleichsenergiepreisen in Zeiten, in denen das System de facto ausgeglichen ist.

Der beschriebene Effekt bei gegenläufiger Nutzung von Regelleistung innerhalb einer Bilanzierungsperiode sollte folglich angepasst werden, denn die gegenwärtige Systematik führt in diesen speziellen Situationen zu falschen Signalen, so dass die resultierende Höhe des reBAP nicht sachgerecht ist. Daher sollte in Bilanzierungsperioden, in denen der Netzbetreiber positive und negative Regelleistung abrufen und der NRV-Saldo innerhalb der Bilanzierungsperiode das Vorzeichen

¹ AEP₃ = Preisvergleich mit dem durchschnittlichen mengengewichteten Intraday-Spotmarktpreis am deutschen Intraday-Markt der EPEX-Spot (Börsenpreiskopplung) nach dem Modell zur Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP) unter Beachtung des Beschlusses BK6-12-024 der Bundesnetzagentur vom 25.10.2012

² AEP₂ = Begrenzung der Preise nach dem Modell zur Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP) unter Beachtung des Beschlusses BK6-12-024 der Bundesnetzagentur vom 25.10.2012

³ The ID3-Price is a registered trademark of EPEX SPOT SE.

Definition: The ID3-Price is calculated for each delivery day and takes into account trades that occurred on that specific day and on the day before. Cross border trades with one leg (Buy/Sell) in Germany are taken into account in the calculation of the index. Cross-trades (i.e. trades for which the same counterparty is on the buy and the sell side) are excluded. The ID3 -Price is calculated for 15-minute and hourly German products. Each ID3-Price is a volume-weighted average of the price of all transactions for a certain delivery period (15-minute or hour) on one specific market area (Germany) over the last three hours before start of delivery of the product.

wechselt (sogenannter Nulldurchgang), der reBAP wie nachstehend berechnet werden: Grundlage für die Berechnung sollte die Richtung sein, in die die Abrufe überwiegend erfolgen. Der reBAP ergibt sich aus dem Quotienten der Kosten/Erlöse und der Menge der überwiegenden Richtung. Dementsprechend werden Mengen und Kosten/Erlöse der Gegenrichtung bei der Berechnung des reBAP nicht berücksichtigt.

c) Nachträgliche Fahrplanmeldungen

Der Intraday-Markt ist eine wichtige Plattform für Händler, um ihren Bilanzkreis auszugleichen. Die Möglichkeit, nachträglich Fahrplanänderungen beim Netzbetreiber abzugeben, vereinfacht die Administration deutlich, da Fehlanpassungen (Mismatches) korrigiert bzw. vermieden werden können. Diese Möglichkeit ist auch ein Grund dafür, dass der Intraday-Markt sich so gut in Deutschland entwickeln konnte. Eine Abschaffung würde das Ziel der Stärkung der Bilanzkreistreue konterkarieren.

d) Fortlaufendes Monitoring des Ausgleichsenergiesystems

Eine kontinuierliche Überwachung des Ausgleichsenergiesystems durch das BMWi und die BNetzA wird von EFET unterstützt. Allerdings sollten klare Kriterien bzw. Benchmarks transparent definiert und veröffentlicht werden, damit eine objektive Überwachung gewährleistet wird. Allen Marktteilnehmern wären diese bewusst und sie könnten sie berücksichtigen, wie beispielsweise die Kriterien für die Dimensionierung der Regelleistung. Eine situative Anpassung, wie zum Beispiel bei der Sonnenfinsternis in diesem Jahr ist angemessen. Allerdings ist für die Marktteilnehmer nicht nachvollziehbar, wie der Bedarf ermittelt wurde. Die Höhe der kontrahierten Regelleistung hat Einfluss auf den reBAP, da im Falle des Überschreitens von 80 % der in Deutschland kontrahierten positiven oder negativen Regelleistung ein Zu- oder Abschlag auf den Ausgleichsenergiepreis angewendet wird. Diese Regelung zielt darauf ab, Situationen, in denen der wesentliche Teil der Regelleistung genutzt wurde, durch einen deutlich höheren Ausgleichsenergiepreis kenntlich zu machen und den BKV zu sensibilisieren.

Eine Dynamisierung, die kurzfristige situationsbedingte Anpassung der auszuschreibenden Regelleistung kann sich folglich auf den reBAP auswirken. Diese Regelung verfehlt ihr Ziel, wenn diese kontinuierlich Anwendung findet, weil der Netzbetreiber die auszuschreibende Regelleistung gesenkt hat. Daher sollte insbesondere diese Regelung bei der Berechnung des reBAP kontinuierlich überprüft und ggf. angepasst werden.

e) Regelzonenübergreifende Bilanzierung

Dessen ungeachtet erfolgt die Berechnung des reBAP über alle Regelzonen hinweg. Allerdings muss der BKV seinen Bilanzkreis innerhalb der Regelzone ausgleichen. Eine gegenläufige Bewirtschaftung zwischen Regelzonen lässt der aktuelle Bilanzkreisvertrag nicht zu. Vor dem Hintergrund, dass vorhandene Flexibilität effizienter genutzt werden sollte und der Einsatz von Regelleistung bereits regelzonenübergreifend erfolgt, sollte eine Regelzone oder zumindest eine regelzonenübergreifende Bilanzierung eingeführt werden. Gleiches gilt für die Besicherung bei der Erbringung von Regelleistung. Diese sollte ebenfalls zumindest regelzonenübergreifend ermöglicht werden.

f) Wälzung der Leistungspreise

Der gegenwärtige kostenbasierte Ansatz zur Ermittlung des Ausgleichsenergiepreises zielt darauf ab, dass die betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen nur die Kosten für die Arbeit tragen. Die Kosten der Vorhaltung werden über die Netzentgelte gewälzt. Die Regelleistungsvorhaltung ist wichtiger

Bestandteil der Systemsicherheitsaufgabe der ÜNB. Eine Ausweitung der Festlegungskompetenz der BNetzA wird daher abgelehnt.

3) „Bilanzkreise für jede Viertelstunde abrechnen“ (Maßnahme 4)

Die Abrechnung der Bilanzkreise sollte prinzipiell erfolgen. Eine diesbezügliche Klarstellung ist hilfreich. Allerdings fehlen Regelungen wie in den Fällen, in denen Netzbetreiber § 13 Abs. 2 EnWG angewendet hat, der Bilanzkreis abgerechnet wird. Grundsätzlich muss hier eine Schlechterstellung des BKV durch den Eingriff des Netzbetreibers ausgeschlossen werden. Insbesondere müssen Mengen, die in Zusammenhang mit dem § 13 Abs. 2 EnWG vom Netzbetreiber angefordert werden, von diesem bilanziert und ausgeglichen werden. Der Ausgleich hat in Analogie zur Bilanzierung des Redispatch nach § 13 Abs. 1a EnWG zu erfolgen. Einem Eingriff nach § 13 Abs. 2 EnWG müssen alle Möglichkeiten der Eingriffe nach § 13 Abs. 1 und Abs. 1a EnWG vorausgegangen sein. Dies führt dazu, dass ein § 13 Abs. 2 EnWG Eingriff nur für Anlagen die einen Zugriff des ÜNB oder VNB verweigern und explizit ausgenommene Anlagen wie EEG- und KWK-Anlagen betroffen sind. Des Weiteren sollte der Eingriff nach § 13 Abs. 2 EnWG nicht entschädigungslos erfolgen, da dies nicht verursachungsgerecht ist. Entsprechende Regelungen sind erforderlich, da davon auszugehen ist, dass diese Eingriffe aufgrund steigender volatiler Einspeisung und nicht synchroner Ertüchtigung des Netzes, die aus dem weiteren Ausbau der Erneuerbaren resultiert, zunehmen werden. Dessen ungeachtet sind die Begründungen der Netzbetreiber kaum nachvollziehbar. Hier sollte die Transparenz erhöht werden.

Unklar ist auch, welche Preise im Falle einer Handelsaussetzung bei der Abrechnung zu Grunde gelegt werden. Ebenso ist zu klären, mit welcher Vorlaufzeit der BKV die Information über einen lokalen Lastabwurf erhält, damit er dies entsprechend bei der Bewirtschaftung seines Bilanzkreises berücksichtigen kann. Diese Beispiele zeigen, dass sich die Abrechnung der Bilanzkreise auf Grund fehlender Regelungen als schwierig erweisen könnte und daher, wie bereits erwähnt, geregelt werden muss.

4) „Weiterentwicklung des Strommarktes europäisch einbetten“ (Maßnahme 5)

Essentiell für einen gemeinsamen europäischen Energiemarkt sind harmonisierte Regeln. Der Ansatz, diese über Network Codes bzw. Guidelines zu erreichen, ist richtig. Die Einbindung der Marktteilnehmer bei der Erstellung dieser Codes ist wichtig und sollte noch verbessert werden. Auch sollte aus Sicht von EFET das Zielmodell konkreter formuliert werden. Die gegenwärtigen Codes enthalten zu viel Spielraum, was die genaue Ausgestaltung einzelner Regeln angeht. Das kann dazu führen, dass national uneinheitliche Regeln bestehen bleiben oder entstehen, insbesondere an Grenzkuppelstellen. Dies führt dazu, dass genau das Gegenteil von einem einheitlichen Strombinnenmarkt erreicht wird.

EFET erachtet es als essentiell, dass in ganz Europa der Self-Dispatch-Ansatz eingeführt und dass die Bilanzierungsperiode eindeutig festgelegt wird. Beide Komponenten sind Basis für einen effizienten europäischen Energie- und Reservemarkt. Mit dem Ziel, dass die Verantwortung zum Ausgleich beim Markt liegen soll, sollte die Bilanzierungsperiode möglichst kurz sein (max. 15 Minuten), da so die BKV weniger Flexibilität vom Netzbetreiber erhalten und die Kosten zum Ausgleich folglich verursachungsgerecht allokiert werden. Grundsätzlich müssen die Network Codes sicherstellen, dass die Schnittstellen zwischen den Märkten effizient genutzt werden können und dass der Austausch von

Energie sowie die freie Preisbildung innerhalb Europas ermöglicht werden. Dies ist auch die Basis für die Erarbeitung eines gemeinsamen Verständnisses bezüglich Versorgungssicherheit. Wenn bereits der „normale“ Austausch zwischen Zonen aufgrund von abweichenden Regelungen nicht effizient funktioniert, ergeben sich zwangsläufig Schwierigkeiten im Falle europäischer Engpässe.

Die Grundaussage des Weißbuchs ist, dass der EOM ausreichend Anreize für Investitionen setzt und dass das angestrebte bzw. gewünschte Niveau an Versorgungssicherheit gewährleistet wird. Allerdings wird im Weißbuch nicht auf die Interaktion zwischen Märkten, die über einen Kapazitätsmarkt verfügen und solchen, die keinen implementiert haben, eingegangen. Wie auch im Weißbuch dargelegt, sollte bezüglich Versorgungssicherheit im europäischen Umfeld Folgendes prioritär gewährleistet werden:

Die freie Preisbildung darf keinen gesetzlichen oder regulatorischen Interventionen unterliegen. Durch die Einführung von nationalen Kapazitätsmärkten ist bereits eine Beeinflussung des Marktpreises gegeben, da die Zusammensetzung der Erzeugungskapazitäten und damit auch die Preisbildung gegenüber einem reinen EOM verändert sind. Eine zusätzliche Beeinflussung durch weitere Eingriffe in den Markt muss vermieden werden.

Die nationale Ausgestaltung der Kapazitätsmärkte in Europa darf diesem Grundsatz nicht widersprechen. Mit anderen Worten: ein nationaler Kapazitätsmarkt darf den Fluss an Grenzkuppelstellen, der sich auf Grund von Marktpreisen einstellt, nicht beeinflussen.

Dies bedeutet auch, dass die bestehenden Grenzkuppelkapazitäten dem Markt zur Verfügung stehen müssen. Eine Reservierung, um eine Beteiligung an einem ausländischen Kapazitätsmarkt zu ermöglichen oder für den Austausch von Regelleistung (sekundär und tertiär), darf nicht erfolgen. Ebenfalls darf der Netzbetreiber im Fall von hoher nationaler Nachfrage die Grenzkuppelkapazitäten nicht reduzieren. Ein gegebenenfalls notwendiger Lastabwurf muss unabhängig von Ländergrenzen und von einem bestehenden lokalen Kapazitätsmarkt erfolgen.

Mit der Harmonisierung wird ein integrierter, europäischer Energiebinnenmarkt möglich. Damit einhergehend steigt die Liquidität und Robustheit, die das Vertrauen in den EOM erhöht. In diesem Zusammenhang weist EFET darauf hin, dass feste Grenzkuppelkapazitäten eine essentielle Bedingung für einen gut funktionierenden Terminmarkt, welcher ebenfalls wichtige Preissignale an den Markt sendet und Anreize für Investitionen setzt, sind.

Des Weiteren kann die Versorgungssicherheit kostengünstiger sichergestellt werden. Im diesem Kontext ist die Erarbeitung eines gemeinsamen Verständnisses von Versorgungssicherheit und die Entwicklung einer gemeinsamen Methodik zu ihrer Berechnung sinnvoll. Vielmehr sollte, wie bereits erwähnt, der Fokus darin liegen, einheitliche oder zumindest konsistente Rahmenbedingungen in Europa zu schaffen, um die vorhandenen Potenziale zu heben.

Eine effiziente Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr sollte angestrebt werden. Hierzu sollten bestehende Hürden abgebaut werden, damit ein „level playing field“ geschaffen wird, in dem alle Technologien im Wettbewerb stehen und ein effizientes sektorübergreifendes Gesamtsystem erreicht wird. Dieser Ansatz setzt ferner Anreize für Innovation. Eine Förderung durch Subventionen

einzelner Technologien oder Sektoren ist zu vermeiden, da dies zu Verzerrungen am Markt führt und Ineffizienzen entstehen.

5) „Regelleistungsmärkte für neue Anbieter öffnen“ (Maßnahme 6)

Der Netzbetreiber benötigt gesicherte Leistung, um einen stabilen und vor allem sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Dies sollte die wichtigste Prämisse bei der Weiterentwicklung der Regelleistungsmärkte sein. Änderungen an den Bedingungen und Produkten sollten das Niveau der Versorgungseinheit nicht negativ beeinflussen, denn volkswirtschaftlich könnten die Kosten, die aufgrund höherer Risiken bei der Energieversorgung entstehen, höher sein als das mögliche Einsparungspotenzial im Regelleistungsmarkt aufgrund geänderter Anforderungen und Produkte. Bei der Weiterentwicklung sollten diese Prämissen berücksichtigt werden und Alternativen, die zum gleichen Ziel führen (Anpassung Ausschreibung vs. Sekundärmarkt) sollten anhand dieser Prämissen sorgfältig gegeneinander abgewogen werden.

Grundsätzlich trägt die Einführung eines Sekundärmarktes zum Weiterverkauf von Zuschlägen (Verpflichtungen) aus der Ausschreibung der Sekundärregelleistung aus Sicht von EFET dem bereits zuvor genannten Ziel eines stabilen und sicheren Netzbetriebs Rechnung. Mit diesem Instrument und der Poolung steht allen Anbietern dieser Markt ebenfalls offen und der Wettbewerb wird gestärkt.

Die Verkürzung der Produktlaufzeiten für die Sekundärregelleistung könnte in Bezug auf die potenziellen Anbieter positiv sein. Allerdings müssen nachstehende Aspekte berücksichtigt werden:

- Blockangebote sollten möglich sein, da sich ansonsten die Kosten erhöhen könnten. Da Anbieter nicht davon ausgehen können, dass sie einen Zuschlag für mehrere Stunden erhalten, müssen sie die Kosten über die kürzere Produktlaufzeit einpreisen und können entsprechend nur zu höheren Preisen anbieten. Bei Blockangeboten hingegen können Kostenbestandteile über den Block, also über mehrere Produktlaufzeiten, verteilt werden.
- Kalendertägliche Ausschreibung der Sekundärregelleistung: EFET möchte nochmals betonen, dass die Ausschreibung kalendertäglich und nicht werktäglich erfolgen muss, denn nur so kann die Vorlaufzeit durchgängig anstatt nur an bestimmten Tagen verkürzt werden. Der Ausschreibungszeitpunkt für die Sekundärregelleistung sollte d-2 und somit vor der Ausschreibung der Minutenreserve erfolgen. Gleichzeitige oder überschneidende Ausschreibungen der Reserven sollten vermieden werden, damit die Anbieter die Möglichkeit haben an Beiden teilzunehmen.

Grundsätzlich sollte unabhängig von der Einführung einer kalendertäglichen Ausschreibung das Gebotsfenster wie nachstehend erweitert bzw. geändert werden. Der Anbieter sollte künftig die Möglichkeit erhalten, für jeden beliebigen Zeitpunkt in der Zukunft ein Angebot für Reserve einzustellen und bis zur entsprechend Gate Closure Time (GCT) auf der Plattform ändern zu können. Dies würde den Anbietern wesentlich mehr Flexibilität bieten und unterschiedlichen internen Workflows in den Unternehmen Rechnung tragen. Dessen ungeachtet würde dies Anbieter, die über keinen 24/7-Prozess verfügen, die Möglichkeit einräumen, an allen kalendertäglichen Ausschreibungen teilzunehmen, da sie ihre Angebote vorab einstellen bzw. übermitteln könnten.

Wie bereits erwähnt sollte in diesem Zusammenhang die regelzonenübergreifende Besicherung ermöglicht werden. Dies würde ebenso die Teilnahme an der Ausschreibung vereinfachen und den Wettbewerb stärken.

Die Präqualifikationsbedingungen sollten dahingehend geprüft werden, damit möglichst viele Anbieter mit unterschiedlichsten Technologien am Regelleistungsmarkt teilnehmen können. Daher sollte ein verbindlicher Zeitplan bis Ende 2015 für die Anpassung der Präqualifikationsanforderungen festgelegt werden. Eine einheitliche und technologie neutrale Anwendung der Bedingungen in allen Regelzonen muss sichergestellt werden.

Die Einführung eines zusätzlich kurzfristigen Arbeitsmarktes würde den Netzbetreiber in die Lage versetzen, Flexibilität, die nach Handelsschluss noch verfügbar ist, zu nutzen und die Kosten weiter zu reduzieren. Allerdings erscheint es fraglich, ob sich tatsächlich ein wettbewerblicher Markt mit ausreichender Liquidität einstellen kann. Vielmehr ist davon auszugehen, dass Regularbeit nur zu sehr hohen Arbeitspreisen angeboten werden kann und die Liquidität nicht die gewünschte Qualität erreichen kann. Denn insbesondere in den Produkten für negative Regelenergie und SRL wird ein Angebot eher teurer und damit wenig konkurrenzfähig, da eine Vergütung der Opportunitätskosten über einen Leistungspreis gerade nicht gegeben ist. Ebenso herrscht Unsicherheit über die tatsächliche Abrufdauer. Falls eine Einführung in Erwägung gezogen wird, sind bei der Ausgestaltung aus Sicht von EFET zumindest folgende Punkte zu berücksichtigen:

- Eine kannibalisierende Wirkung eines parallelen Marktes muss verhindert werden, damit die Liquidität an der Börse nicht negativ beeinflusst wird. Daher müsste das Ausschreibungsende nach dem Handelsende des Intraday-Marktes an der Börse liegen. An dieser Stelle ist zu betonen, dass eine „weiter-weg-Verschiebung“ von den derzeitigen Intraday-GCT absolut ausgeschlossen werden muss.
- Alle Teilnehmer der Minutenreserveprodukte sollten die Möglichkeit haben, einen Arbeitspreis anzubieten bzw. ihren Arbeitspreis bis zur GCT zu ändern. Folglich könnten auch Anbieter, die einen Zuschlag bei der „regulären“ Ausschreibung mit Leistungspreisen erhalten haben, ihren Arbeitspreis an das aktuelle Marktgeschehen anpassen.
- Die Einführung eines kurzfristigen Arbeitsmarktes darf sich nicht negativ auf die Anreize zur Bilanzkreistreue auswirken. Es muss sichergestellt werden, dass der Bilanzkreisverantwortliche alle zumutbaren Maßnahmen ergreift, um sich auszugleichen.
- Die Präqualifikation für die Ausschreibung und den kurzfristigen Arbeitsmarkt müssen identisch sein, um ein level playing field sicherzustellen.

Mit ausreichendem Wettbewerb und Transparenz führen Gebotspreisverfahren und Einheitspreisverfahren zu ähnlichen Ergebnissen. Das Einheitspreisverfahren hat den Vorteil, dass die Marktkenntnisse nicht die Relevanz haben wie beim Gebotspreisverfahren. Es ist notwendige Voraussetzung, dass der Regularbeitsmarkt welcher über das Einheitspreisverfahren abgerechnet werden könnte genügend Wettbewerb entwickelt. Sonst würde die Effizienz leiden und die Kosten für die Verbraucher steigen. Dennoch stellt sich das Einheitspreisverfahren für neue und kleinere Anbieter als einfacher dar, da in der Theorie davon auszugehen ist, dass sich die Gebote an den Grenzkosten orientieren. Aus Sicht von EFET kann die Umstellung zum Einheitspreisverfahren bei den Arbeitspreisen der Minutenreserve erfolgen. Das Potenzial zum Marktmissbrauch sollte sich nicht erhöhen. Bei der Sekundärregelung sollte allerdings nochmals evaluiert werden, ob durch die Effekte, die bei hohen innerviertelstündlichen Schwankungen entstehen können, beim Einheitspreisverfahren die richtigen Knappheitssignale an den Markt gesendet werden.

6) „Zielmodell für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte entwickeln“ (Maßnahme 7)

Anreize für Flexibilität werden am Markt durch den Strompreis ausreichend gesetzt. Die gegenwärtige geringe Volatilität am Markt lässt die Schlussfolgerung zu, dass derzeit noch ausreichend Flexibilität verfügbar ist. Nichtsdestotrotz sollten bestehende Hürden oder Fehlanreize durch Netzentgelte reduziert werden. Die Rahmenbedingungen müssen sicherstellen, dass bestehende Potenziale tatsächlich am Markt genutzt werden können. Daher begrüßt EFET die im Weißbuch vorgeschlagenen Maßnahmen ausdrücklich.

Hier sieht EFET insbesondere bei der Eigenerzeugung noch Verbesserungspotenzial. Die Residuallast bei Eigenverbrauch sollte sich stärker am Marktpreis orientieren und folglich systemdienlicher erfolgen. EFET erachtet daher eine Anpassung der Netzentgelte und Umlagen als erforderlich, um eine faire Lastenverteilung sicherzustellen.

Gleiches gilt für die effiziente Kopplung der Sektoren Strom und Wärme. Hierzu setzen Marktpreise ausreichende Anreize. Eine zusätzliche Subventionierung für einen flexibleren Wärmesektor zum besseren Kopplung an den Strommarkt ist nicht erforderlich.

7) „Besondere Netzentgelte für mehr Lastflexibilität öffnen“ (Maßnahme 8)

Die Netzentgeltsystematik sollte dahingehend überarbeitet werden, dass Verbraucher am Markt sowie Regelleistungsmarkt direkt oder indirekt teilnehmen können, ohne dass etwaige Entgelte und sonstige Abgaben dies behindern. Das ist beispielsweise der Fall, wenn eine Verschiebung von Last zu zusätzlichen Kosten bei den Netzentgelten führt.

EFET weist nochmals ausdrücklich darauf hin, dass für den Verbraucher keine Anreize zur Flexibilisierung durch dynamisierte Kostenbestandteile (Netzentgelte oder EEG-Umlage) gesetzt werden sollten, da eine Verzerrung mit dem Markt nie vollständig ausgeschlossen werden kann und folglich Ineffizienzen entstehen. Zudem sollten alle Technologien am Markt im Wettbewerb stehen („level playing field“) und nicht durch etwaige „Sondereffekte“ ein Vorteil für einzelne Marktteilnehmer vorgesehen werden. Aus EFET Sicht sollte der Strompreis das einzige Steuerungselement für Flexibilität sein.

8) „Netzentgeltsystematik weiterentwickeln“ (Maßnahme 9)

EFET unterstützt die Einführung von bundeseinheitlichen Netzentgelten, da diese ebenfalls zu einem level playing field beitragen, da alle Marktteilnehmer zu gleichen Konditionen am Markt teilnehmen können und im fairen Wettbewerb zueinander stehen.

9) „Regeln für die Aggregation flexibler Stromverbraucher klären“ (Maßnahme 10)

EFET erachtet die bestehenden Rahmenbedingungen als ausreichend. Deshalb sind keine weiteren Anpassungen erforderlich. Grundsätzlich wird der Aggregator als Funktion gesehen. Er stellt jedoch keine Marktrolle dar. Die Ausprägung ist folglich unterschiedlich. Beispielsweise ist jeder Bilanzkreisverantwortliche ein Aggregator. Ebenfalls, wie bereits erwähnt, würde die Bildung von einer Regelzone in Deutschland oder zumindest eine regelzonenübergreifende Bilanzierung die Aggregationsmöglichkeiten deutlich erhöhen.

Für Profilkunden gibt es Einschränkungen. Wenn ein Profilkunde seine Nachfrageflexibilität über einen Aggregator auf dem Markt (z. B. als Regelleistung) unabhängig von seinem Lieferant anbieten möchte, muss dies mit seinem Lieferanten vereinbart sein oder der Aggregator bewirtschaftet einen eigenen Bilanzkreis. Diese Notwendigkeit ist kein Hemmnis, um Flexibilität an der Nachfrageseite zu entwickeln. Es gibt ausreichend Wettbewerb zwischen Lieferanten. Folglich gibt es keinen Grund, besondere Regularien für Aggregatoren festzulegen. Eine verpflichtende Zusammenarbeit zwischen Lieferant und Aggregator ist auszuschließen. Solche Vorschriften würden nur zu Ineffizienzen führen. Die Tatsache, dass Flexibilität bei Profilkunden bis jetzt nicht benutzt wird, erklärt sich daraus, dass Flexibilität im Markt gegenwärtig fast keinen Wert hat.

Zur Vereinfachung der Flexibilitäterschließung und Prozessklärung könnte ein Leitfaden erarbeitet werden. In diesem könnten beispielsweise folgende Punkte dargelegt werden:

- Vertragsbeziehungen zwischen der Drittpartei (Aggregator), dem Bilanzkreisverantwortlichen und dem Lieferanten,
- mögliche Ausgestaltung der Prozesse und Schnittstellen,
- Abrechnung der Energiemengen zwischen den Beteiligten,
- Definition des Datenaustausches und
- Ausgestaltung der Governance-Struktur.

Ebenso sollte darauf hingewirkt werden, dass bei Abschluss von neuen Lieferverträgen zwischen den Vertragsparteien vereinbart wird, wie bei Hinzuziehung eines Dritten (Aggregator) zu verfahren ist. Diese Vorabregelung sollte spätere langwierige Prozesse bei der Integration eines Drittpartei-Aggregators vermeiden, ohne den Drittpartei-Aggregator dabei einseitig zu benachteiligen. Gegebenenfalls könnte eine Ombudsstelle Streitigkeiten in diesem Dreieckverhältnis schlichten, wenn z. B. eine angemessene Zeitdauer zur Klärung von einer Marktpartei überschritten ist.

10) „Vermarktung von Netzersatzanlagen ermöglichen“ (Maßnahme 12)

Diese Möglichkeit besteht bereits und wird genutzt. Aus EFET-Sicht besteht keine Notwendigkeit für Anpassungen. Auf Anlagen von regulierten Netzbetreibern sollte nicht zurückgegriffen werden. Neben der offenen Frage der Zweckentfremdung und Bepreisung einer solchen Anlage, würde der Netzbetreiber damit aktiv in den Markt eingreifen.

11) Netzausbaukosten durch „Spitzenkappung“ von Erneuerbare-Energien-Anlagen reduzieren (Maßnahme 14)

Wie bereits erwähnt, ist der Ausbau des Netzes ein wichtiger Baustein für die freie Preisbildung und eine kostengünstige Versorgungssicherheit. Allerdings gibt es hier einen Zielkonflikt, denn auf der einen Seite sollte der Markt nicht eingeschränkt werden und auf der anderen Seite ist ein Ausbau des Netzes bis zum letzten Kilowatt nicht effizient.

Zielgröße muss das volkswirtschaftliche Optimum zwischen den Kosten für den Netzausbau, für die Abregelung und für den Verlust an Markt sein. Daher erachtet EFET eine Spitzenkappung für zweckmäßig. Die Größe muss allerdings unter Berücksichtigung der zuvor genannten Kriterien ermittelt werden. Es ist sicherzustellen, dass die Abregelung als Redispatch klassifiziert ist und die Betreiber der erneuerbaren Anlagen so stellt, als hätte der Eingriff nicht stattgefunden. Die Kosten sollten über die Netzentgelte gewälzt werden.

Nichtsdestotrotz sollte die Nutzung der vorhandenen Kapazitäten verbessert werden. Mit der weiter ansteigenden dezentralen Erzeugung muss insbesondere die Schnittstelle zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber betrachtet werden, damit Erzeugung und Flexibilität möglichst uneingeschränkt am Markt teilnehmen können.

12) „Mehr Transparenz über Strommarktdaten schaffen“ (Maßnahme 17)

Der Aufbau eines umfassenden Marktstammdatenregisters sollte zum Anlass genommen werden, bestehende Meldepflichten schnellstmöglich zusammenzufassen und zu reduzieren, um Mehrfachmeldungen zu vermeiden. Es muss zudem gewährleistet werden, dass alle Marktakteure gleich behandelt werden. So erfüllen Netzbetreiber immer mehr Marktfunktionen, was aus Sicht von EFET sehr kritisch gesehen wird. Diese Tatsache sollte sich im Marktstammdatenregister auch widerspiegeln.

13) „Versorgungssicherheit überwachen“ (Maßnahme 18)

Das Monitoring der Versorgungssicherheit ist sinnvoll, um möglichst frühzeitig künftige Defizite oder Fehlentwicklungen zu erkennen und entsprechende Maßnahmen ergreifen zu können.

Dessen ungeachtet möchte EFET darauf hinweisen, dass Preisspitzen für die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerksinvestitionen im Strommarkt und insbesondere auch für die Versorgungssicherheit erforderlich sind. Das Niveau an Versorgungssicherheit beschreibt in diesem Zusammenhang die Wahrscheinlichkeit, dass die Nachfrage nicht gedeckt werden kann bzw. die notwendige Zahlungsbereitschaft nicht besteht.

14) „Kapazitätsreserve einführen“ (Maßnahme 19)

EFET Deutschland sieht eine Kapazitätsreserve zur Vermeidung von Versorgungsunterbrechungen (Brown Outs) im besten Fall vorübergehend als tragbare Absicherungsmaßnahme an. Diese Kapazitätsreserve muss unbedingt so ausgestaltet werden, dass sie nicht das eigentliche Ziel des EOM 2.0, die ausreichende Kapazitätsbereitstellung durch Marktpreissignale, in Gefahr bringt. Deshalb ist unbedingt darauf zu achten, dass die Kapazitätsreserve gerade in Zeiten von Knappheit keinen Einfluss auf die Marktpreise und auf das Verhalten der Nachfrager hat. Die Kapazitätsreserve darf nicht zur Beschaffungsoption für BKV werden.

Nationale Klimaziele für 2020, vor allem aber die Idee, diese Ziele mit Hilfe der Überführung der Braunkohlekraftwerke in die Kapazitätsreserve zu erreichen, sieht EFET Deutschland sehr kritisch. Zum einen sollte der Markt die Signale für Stilllegungen bzw. einen Neubau und damit ausreichende Kapazitäten geben. Hinzu kommt, dass Braunkohlekraftwerke technisch nicht geeignet sind, die Anforderungen für die Kapazitätsreserve zu erfüllen.

Bei der konkreten Ausgestaltung der Reserve müssen daher nachstehende Punkte zwingend berücksichtigt werden:

- Der Einfluss der Kapazitätsreserve auf den Markt bzw. den Wettbewerb und die Preisbildung, müssen möglichst gering sein.
- Die Residualmengen werden während der Bereitschaft und durch die technisch bedingten Rampen und Minimallasten der Reservekraftwerke unvermeidbar entstehen und den Markt

beeinflussen. Diese Beeinflussung sollte so gering wie möglich gehalten werden. Insbesondere müssen Regelungen zum Ausgleich dieser Residualmengen ausgearbeitet werden. Diese könnten wiederum ähnlich wie beim Redispatch aussehen. Allerdings ist sicherzustellen, dass für Marktteilnehmer, die von diesem Ausgleich von Residualmengen betroffen sind, keine Nachteile entstehen.

- Gerade vor diesem Hintergrund sind eine genaue Definition der Kriterien für die Anforderung („Bereitschaft“) und Mindestanforderung an die Regelfähigkeit der Anlagen in der Kapazitätsreserve notwendig.
- Zudem sollte nochmals geprüft werden, ob Braunkohlekraftwerke die erforderlichen Eigenschaften erfüllen, um rechtzeitig und zielgerichtet Reserveleistung zu erbringen.

Im Weißbuch wird ein Mindestpreis von 20.000 Euro/MWh für den unterdeckten Lieferanten vorgeschlagen, wenn die Kapazitätsreserve zum Einsatz kommt. Dieser Preis sollte kein willkürlich hoher Preis sein, sondern den „Value of Lost Load“ (VoLL) widerspiegeln. Allerdings ist dieser Preis nicht als Mindest-, sondern als der Maximalpreis anzusehen.

15) „Netzreserve weiterentwickeln“ (Maßnahme 20)

Die Netzreserve ist ein sachgerechter Ansatz, um die Stabilität des Netzes und somit auch die Versorgungssicherheit für den Zeitraum des Netzausbaus sicherzustellen. Der Einsatz der Netzreserve (strombedingt) darf nur marktneutral, also immer mit Kompensation durch Redispatch auf der anderen Seite des Engpasses, erfolgen.

Die Kombination von Kapazitätsreserve und Netzreserve hält EFET für volkswirtschaftlich sinnvoll. Da die engeren Restriktionen aber bei der Netzreserve bestehen, sollte die Reihenfolge der Verzahnung nochmals überdacht werden, so dass im ersten Schritt die Netzreserve kontrahiert wird und im zweiten Schritt die residuale Kapazität für die Kapazitätsreserve ausgeschrieben wird. Die Netzreserve ist damit ein Bestandteil der Kapazitätsreserve.

Damit eine Marktverzerrung vermieden wird, ist sicherzustellen, dass Erzeugungskapazitäten, die in der Netzreserve sind, daraus kein Vorteil im Vergleich zu anderen Kraftwerken entsteht. Bei Rückkehr eines Kraftwerkes, das eine vorübergehende Stilllegung beantragte und in der Netzreserve auf Grund der Systemrelevanz ist, in den Markt müssen die relevanten Vorteile an den Netzbetreiber erstattet werden, damit sichergestellt wird, dass keine Ungleichbehandlung von Kraftwerken innerhalb einer Preiszone erfolgt.

Die Netzreserve zielt darauf ab, den Zeitraum des fehlenden Netzausbaus durch Kapazitätsvorhaltung zu überbrücken. Der Neubau von Kraftwerken widerspricht diesem Ansatz. Grundsätzlich, wie auch im Weißbuch als Prämisse dargelegt, sollte der Markt die entsprechend Anreize für Investitionen in Erzeugungskapazitäten setzen. Der Netzbetreiber muss „lediglich“ das Netz ertüchtigen. Der Netzausbau hat eine zentrale Rolle im Strommarkt, wie auch im Handlungsfeld 6 des Weißbuches dargelegt wird. Der Bau von Kapazitäten ist jedoch kein Bestandteil des Netzes.

16) Zukünftige Handlungsfelder

Neben den konkreten Handlungsmaßnahmen sind im Weißbuch auch sechs Handlungsfelder aufgeführt, die zukünftig als weitere Schritte erfolgen sollen. EFET Deutschland begrüßt dies, da

hierdurch auch die langfristige Perspektive des Strommarktes Berücksichtigung findet. Insgesamt sind alle sechs Handlungsfelder richtig identifiziert, da sie die wichtigen neuen Anforderungen adressieren. Es muss allerdings festgehalten werden, dass die Beschreibungen bislang noch sehr allgemeingültig gehalten sind und insofern keine konkrete Bewertung dieser Handlungsfelder erfolgen kann. Wir möchten aber bereits auf einen Punkt eingehen, der aus unserer Sicht auch bereits kurzfristig eine entsprechende Signifikanz aufweist.

17) Handlungsfeld 2: Förderbedarf für erneuerbare Energien durch optimales Gesamtsystem senken

Die Überprüfung der Regelung, dass Neuanlagen ab 2016 bei sechs negativen Stunden in Folge keine Förderung mehr erhalten (§ 24 EEG), wird begrüßt. Die Day-Ahead-Auktionen finden für solch einen Block an zwei Tagen statt. Für Händler besteht hier die Schwierigkeit, in der Day-Ahead-Auktion eines Tages zu antizipieren, ob die späten Stunden des nächsten Tages einen negativen 6h-Block mit den frühen Stunden des übernächsten Tages bilden werden.

Hierfür sollten zeitnah praxisnahe Lösungen gefunden werden. So sollte § 24 EEG in einem ersten Schritt auf sechs Stunden an einem Kalendertag beschränkt werden. Dies würde den Spot- und Intraday-Handelszeiten Rechnung tragen und die Komplexität deutlich reduzieren und folglich eine bessere Handhabbarkeit ermöglichen. Die Umsetzung könnte in einer Ergänzung des § 24 EEG erfolgen: „Wenn der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland/Österreich am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden an einem Kalendertag negativ ist, verringert sich der anzulegende Wert nach § 23 Absatz 1 Satz 2 für den gesamten Zeitraum, in denen die Stundenkontrakte ohne Unterbrechung negativ sind, auf null.“

In einem zweiten Schritt könnte das Auftreten des 6h-Blocks in der Day-ahead-Auktion mit einer Einzelstundenbetrachtung Intraday ergänzt werden. Wenn eine Stunde Teil eines negativen 6h-Blocks Day-ahead war und diese Stunde auch im Intraday-Markt negativ war, entfällt der Vergütungsanspruch nur für diese Stunde.

Für Rückfragen und Diskussion steht Ihnen Barbara Lempp, Geschäftsführerin von EFET Deutschland, jederzeit gerne zur Verfügung.

EFET Deutschland
Tel.: +49 (0) 30 2655 7824
b.lempp@efet.org