

Stellungnahme

zum Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch)

Ein Strommarkt für die Energiewende

Berlin, 11. Dezember 2014

Kernthesen des BDEW zum Grünbuch

- 1 Anders als im Vorwort des Bundesministers dargestellt, enthält das Grünbuch in der entscheidenden Frage, ob ein ertüchtigter Energy-Only-Markt für Versorgungssicherheit ausreicht oder nicht, sehr deutlich erkennbare Vorfestlegungen für einen Energy-Only-Markt (EOM) ohne die Einführung eines Kapazitätsmarktes.
- 2 Das Grünbuch reflektiert die Debatte in der Plattform Strommarkt nicht. Bei der Abwägung zwischen einem EOM 2.0 und einem zusätzlichen Kapazitätsmarkt betont das Grünbuch einseitig mögliche regulatorische Risiken und Mehrkosten eines Kapazitätsmarktes. Mögliche Risiken und Mehrkosten eines nicht voll funktionsfähigen EOM 2.0 inkl. Kapazitäts- und Netzreserve werden ausgeblendet. Die Aussagen der Gutachter werden im Grünbuch in einseitiger Weise verdichtet.
- 3 Zentraler Kritikpunkt: Die im Grünbuch in den Vordergrund gestellte Akzeptanz von Preispitzen ist zwar wichtig. Mit steigender Annäherung des Markträumungspreises an die äußerste kurzfristige Zahlungsbereitschaft der Kunden steigt jedoch auch die Gefahr des Ausbleibens der Markträumung und damit die Gefahr von Stromunterbrechungen. Die Frage nach der Akzeptanz eines höheren Risikos von Stromunterbrechungen wird im Grünbuch jedoch kaum thematisiert. Investoren werden niemals Investitionen in einem EOM tätigen, wenn sie fürchten, dass bei (für den Return On Investment notwendigen) extremen Knappheitspreisen in den Markt eingegriffen wird. Die vorgeschlagene Reserve stellt ein sinnvolles Instrument zur Absicherung derartiger Knappheitssituationen dar.
- 4 Es ist u. a. auch vor diesem Hintergrund zu begrüßen, dass das Grünbuch die Einführung einer **Reserve, ggf. mit regionaler Differenzierung zur Absicherung des Energy-Only-Marktes** vorsieht. Die regionale Differenzierung einer solchen Kapazitätsreserve ist hierbei zwingend notwendig, um auch regionale Engpässe adressieren zu können. Der BDEW hat sich stets für eine Strategische Reserve, ggf. mit regionaler Differenzierung, ausgesprochen. Im Rahmen eines strukturierten Gesamtmodells ist dies eine Brückenlösung. Eine De-facto-Fortschreibung der Reservekraftwerksverordnung lehnt der BDEW ab.
- 5 Der Day-Ahead-Markt und insbesondere der Intradaymarkt müssen die zentrale Schaltstelle bleiben. Die zur Diskussion gestellten sog. „Sowieso“-Maßnahmen (u. a. Weiterentwicklung Intraday- und Regelergiemärkte, Überprüfung der Bilanzkreistreue der BKV, stärkere Leistungsorientierung der Netzentgelte) und die Schaffung einer neuen Reserve inkl. der Integration der bestehenden Netzreserve zur Absicherung von Restrisiken betreffen vor allem bereits laufende Prozesse der Regulierungsbehörden und Marktakteure. Sie sind grundsätzlich positiv zu sehen, bedürfen allerdings noch weiterer Konkretisierung. Diese allein wird allerdings nicht ausreichen, Versorgungssicherheit zu gewährleisten.
- 6 Der Ausbau der KWK hat das Ziel, ressourceneffizient auf dem Wärme- und Strommarkt Primärenergie und CO₂ einzusparen. Es ist daher deutlich zu trennen zwischen dem Grün-/Weißbuchprozess, der die Ausgestaltung des Energiemarktdesigns mit dem Ziel

Versorgungssicherheit herzustellen hat, und den KWK-Zielen der Bundesregierung. Die Novelle des KWKG ist nach Ansicht des BDEW schnell und eigenständig voranzutreiben, so dass ein Inkrafttreten bis Mitte 2015 gewährleistet ist.

- 7 Das Grünbuch setzt in Anlehnung an die Leitstudie zu große Hoffnung auf den kurz- und mittelfristigen Beitrag von nachfrageseitiger Flexibilität, insbesondere hinsichtlich des in der Praxis technisch und wirtschaftlich erschließbaren Volumens der beschriebenen Flexibilitätspotenziale. Zutreffend betont das Grünbuch, dass Förderung von Flexibilität durch Subventionen oder Bevorzugung von bestimmten Flexibilitätsanbietern nur zur Verdrängung günstigerer Flexibilitätsanbieter führen und damit zu Kostenerhöhungen, ohne die Versorgungssicherheit zu verbessern.
- 8 Eine intensive grenzüberschreitende Kooperation ist wichtig. Wie die adäquate Kopplung nationaler Kapazitätsmärkte erfolgen kann, bleibt im Grünbuch offen und muss daher noch analysiert werden. Soweit eine grenzüberschreitende Vorhaltung von Reserven erfolgt, muss auch in Knappheitszeiten sichergestellt werden, dass ausreichend Transportkapazitäten verfügbar sind. Hierzu ist ein wirklicher Dialog mit Frankreich zur gemeinsamen Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu führen. Dieser ist in einen pentalateralen Dialog einzubetten.
- 9 Die weiterführende Integration der Erneuerbaren in den Markt sollte im Kontext des Grünbuchs ebenfalls angesprochen werden.

Der Stufenplan des BDEW:

Vor dem Hintergrund der großen Unsicherheit in Wissenschaft und Branche über das richtige Strommarktdesign und der kaum exakt prognostizierbaren Interaktion mit Nachbarländern schlägt der BDEW für 2015 folgendes Vorgehen vor:

1. Schaffung einer marktbasierter Strategischer Reserve und Umsetzung der Maßnahmen zur Ertüchtigung des Strommarktes.
2. Schaffung der gesetzlichen Grundlagen für einen Dezentralen Leistungsmarkt in dieser Legislaturperiode.
3. Festlegung von Kriterien für die Ablösung der Strategischen Reserve und die Aktivierung des Dezentralen Leistungsmarktes.

Mit diesem Vorgehen wird letztlich empirisch getestet, ob ein Energy-Only-Markt in der Lage ist, ein Leistungsbilanzgleichgewicht zu gewährleisten. Ist er dies nicht, würde die Strategische Reserve stark anwachsen. Eine zu große Strategische Reserve ist aber volkswirtschaftlich ineffizient und für die Verbraucher zu teuer. Damit eine ineffizient große Strategische Reserve rechtzeitig durch einen Kapazitätsmarkt abgelöst werden kann, muss bereits jetzt Klarheit über die Frage „Was kommt danach?“ geschaffen werden. Dies kann aus Sicht des BDEW nur der auch nach Meinung des BMWI-Gutachter beste Vorschlag für einen umfassenden Kapazitätsmarkt sein: der Dezentrale Leistungsmarkt.

Gliederung

A. Ausgangslage	5
B. Dezentraler Leistungsmarkt vs. EOM 2.0	5
- Austarierung des Grünbuchs -	5
- Auswirkungen des französischen Kapazitätsmarktes -	6
C. Reserve.....	7
D. Sowieso-Maßnahmen überwiegend richtig.....	8
- Beseitigung des faktischen Mark-up-Verbots -	9
- Selbstbindung des Gesetzgebers sowie der nachgelagerten Ebenen, auf Preisbeschränkungen zu verzichten -	9
- Schärfung der Bilanzkreistreue -	10
- Flexibilisierung auf der Angebots- und Nachfrageseite -	11
- Dynamisierung insbes. der EEG-Umlage -	12
- Sockel an konventioneller Mindesterzeugung -	12
- Regelenergiemarkt -	13
- Netzentgeltsystematik -	13
- Weitere Maßnahmen zur Ertüchtigung des EOM prüfen -	15
E. Aussagen zu Betrieb, Ausbau und Beanreizung der Netze in der Mehrzahl positiv	16
- Spitzenkappung -	16
- Netzausbau -	16
- Redispatch -	16
- Verlängerung und Reform der Reservekraftwerksverordnung -	17
- Anreizregulierung –	17
F. Aussagen zur einheitlichen Preiszone verdienen nachdrückliche Zustimmung	18
G. Klimaschutzziele erreichen	18
- EZH und grenzüberschreitender Stromhandel -	18
- Zeitnaher Ausbau und Sicherung der KWK -	19
H. Grenzüberschreitende Kooperation intensivieren – aber richtig	19

Das Grünbuch im Einzelnen

A. Ausgangslage

Dreh- und Angelpunkt der Debatte ist die dauerhafte Gewährleistung von Versorgungssicherheit. Ob bereits Handlungsbedarf absehbar ist, hängt wesentlich davon ab, wie viel sicher verfügbare Kapazität jetzt und in absehbarer Zeit zur Verfügung steht. Hierzu ist nicht nur ein Blick auf Deutschland, sondern auch auf seine Nachbarn erforderlich.

Das Grünbuch spricht von aktuell 60 GW Überkapazitäten in Deutschland, den Anrainerstaaten und Italien nach ENTSO-E (S. 34). Richtigerweise weist das Grünbuch darauf hin. Diese Zahl ist falsch und ohne den Verweis darauf, dass die Nutzung dieser Überkapazitäten nur im Umfang der jeweiligen Übertragungskapazitäten an den Ländergrenzen erfolgen kann, irreführend. Zudem beruhen die 60 GW zum einen auf einer Einbeziehung italienischer Überkapazitäten (15 GW). Allerdings beträgt die Exportkapazität von Italien nach Österreich, Frankreich und in die Schweiz nur 3 GW. Damit sind die übrigen 12 GW Überkapazitäten nicht mehr für den zentral-westeuropäischen Markt relevant. Des Weiteren betrachtet das Grünbuch die Spare Capacity von ENTSO-E als gesicherte Leistung. Dies ist eine Fehlinterpretation der ENTSO-E Statistik. Richtigerweise müsste im Grünbuch auf die Differenz RC – ARM (Remaining Capacity – Adequacy Reference Margin) verwiesen werden. Eine BDEW-Bewertung auf Basis von ENTSO-E-Daten ergibt für Deutschland und die Anrainerstaaten (mit Einbeziehung der italienischen Exportkapazität) rund 23 GW Überkapazitäten. Die nationale Leistungsbilanzstatistik von RTE für Frankreich weist im Gegensatz zu den ENTSO-E-Zahlen (französische Leistungsbilanz: plus 3 GW) ein Leistungsbilanzdefizit von 5 GW aus. Damit würde der Leistungsbilanzüberschuss von 23 GW sogar auf nur 15 GW schrumpfen. D. h. die Beschreibung der Ausgangslage – also der aktuellen für Deutschland wirklich relevanten Überkapazitäten durch das BMWi – weicht fast um den Faktor 3 bis 4 von der Ist-Situation ab.

Gemäß SOAF 2013/2014 rechnet ENTSO-E in Summe für Deutschland und seine Anrainerstaaten ab Anfang der 20er Jahre mit einem Leistungsbilanzdefizit. Genauso wie Perioden mit Überkapazitäten mehrere Jahre dauern können, gilt dies aufgrund langer Planungszeiten für Kraftwerke auch für Phasen der Unterkapazität, wenn neue Kapazitäten nicht rechtzeitig in Angriff genommen werden. Noch gibt es ein Zeitfenster, um dieses Problem frühzeitig und kostengünstig zu lösen. Dieses Zeitfenster schließt sich aber mit dem Ende der laufenden Legislaturperiode.

B. Dezentraler Leistungsmarkt vs. EOM 2.0

- Austarierung des Grünbuchs -

Eine Grundsatzentscheidung zur Notwendigkeit eines Kapazitätsmarktes ist dringend erforderlich. Entscheidend hierfür ist, ob die sichere Stromversorgung als Fundament für den Er-

folg des Industrie- und Hochtechnologiestandorts Deutschland angesehen wird. Versorgungssicherheit ist das einzige Kriterium, anhand dessen die Frage, ob ein Kapazitätsmarkt notwendig ist, beantwortet werden kann.

Die Darstellung des EOM 2.0 ist – wie schon in den BMWi-Gutachten – idealisiert. Es ist irreführend, wenn die Verfasser den EOM 2.0 als vollständig freien Markt beschreiben, dem die Option eines regulierten Kapazitätsmarktes gegenübersteht. Während im Grünbuch vor allem die Grundsatzentscheidung im Vordergrund steht, werden die zur Auswahl stehenden Kapazitätsmarktmodelle und ihre unterschiedlichen Auswirkungen in deutlich geringerem Umfang und wenig differenziert betrachtet.

Gerade die Option eines Dezentralen Leistungsmarktes kommt der beschriebenen Form eines funktionsfähigen Marktsystems (glaubwürdiger rechtlicher Rahmen; Stromkunden bestimmen Ausmaß an vorzuhaltender Kapazität) sehr nahe. Auch nach Einschätzung der Gutachter des BMWi ist der Dezentrale Leistungsmarkt der beste diskutierte Vorschlag eines Kapazitätsmarktes. Obwohl das Grünbuch sich in jedem anderen erdenklichen Zusammenhang auf die Gutachten beruft, wird diese zentrale Aussage im Grünbuch nicht gewürdigt. In auffälliger Weise wird den im Rahmen der Plattform Strommarkt diskutierten Modellen nur ein einziges, sehr stark vergrößerndes Kapitel gewidmet, den „Sowieso“-Maßnahmen zur Ertüchtigung des EOM dagegen die Kapitel drei bis acht.

Im Kapitel zur Kapazitätsreserve wird richtigerweise festgestellt, dass von der Grundsatzentscheidung bis zur vollen Funktionsfähigkeit eines Kapazitätsmarktes Jahre vergehen können. Gerade deshalb ist es wichtig, jetzt nicht nur über die Frage zu debattieren, ob ein Kapazitätsmarkt notwendig wird. Vielmehr ist es erforderlich, parallel zur Ob-Frage die Wie-Frage zu beantworten, um bei einer Grundsatzentscheidung pro Kapazitätsmarkt noch rechtzeitig wirksam sein zu können. Eine rasche Grundsatzentscheidung zur Einführung eines Dezentralen Leistungsmarktes würde den Marktteilnehmern ein klares Signal senden.

- Auswirkungen des französischen Kapazitätsmarktes -

Inhaltlich nicht nachvollziehbar ist die Aussage des Grünbuchs hinsichtlich der Auswirkungen des französischen Kapazitätsmarktes auf Deutschland.

Bedenklich erscheint es, dass der Ansatz des Grünbuchs ein Free-Riding-Verhalten der deutschen Volkswirtschaft zulasten der französischen Volkswirtschaft institutionalisieren möchte. *„Durch die Einführung eines Kapazitätsmarktes werden voraussichtlich zusätzliche Kapazitäten in Frankreich angereizt. Diese Kapazitäten tragen zur Versorgungssicherheit in Deutschland bei. Die Kraftwerkskapazität in Deutschland kann in dem Umfang sinken, wie zusätzliche französische Kraftwerkskapazität über die vorhandenen Grenzkuppelstellen für den Strommarkt in Deutschland verfügbar sind.“* (S.44). Im europäischen Kontext erscheint ein solches Verhalten nicht förderlich.

Aber auch unter dem Aspekt der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in Deutschland ist dieser Ansatz gefährlich. Die Aussage des Grünbuchs *„Der französische Kapazitätsmarkt hat keinen relevanten Einfluss auf die Leistungsfähigkeit des Strommarktes in Deutschland.“*

(S.44), trifft nicht zu. Der französische Übertragungsnetzbetreiber plant mit der Einführung des Kapazitätsmarktes französische Lastspitzen, die in kalten Wintern statistisch einmal in 10 Jahren auftreten, abzusichern. Damit wird es in Frankreich in 9 von 10 Jahren Kapazitäten geben, die zur deutschen Nachfragedeckung beitragen, nicht aber im 10. Jahr. Es werden also in 9 von 10 Jahren die notwendigen Preisspitzen in Deutschland verhindert, ohne dass die französischen Kapazitäten im 10. Jahr dem deutschen Verbraucher zur Verfügung stehen würden. Dies erschwert – zusätzlich zum weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien – die Fixkostendeckung von notwendiger gesicherter Leistung in Deutschland. Auch wird die Einbeziehung von Kapazitäten aus Nachbarstaaten in den französischen Kapazitätsmarkt ausgeblendet: Der französische Übertragungsnetzbetreiber zieht von der inländischen Kapazitätsverpflichtung die „Überkapazitäten“ der Anrainerstaaten ab. Werden also in den französischen Anrainerstaaten, z. B. in Deutschland Kraftwerke stillgelegt, dann werden in Frankreich zwangsläufig Kraftwerke zugebaut. Damit kann der Strompreis in Deutschland kaum mehr auf ein kostendeckendes Niveau steigen.

Das von BDEW und VKU entwickelte Modell eines Dezentralen Leistungsmarktes sorgt für nachhaltige und kostengünstige Versorgungssicherheit und liefert dabei die Blaupause für ein mindestens in Zentralwesteuropa konsistentes Marktdesign. Da Frankreich ein ähnliches dezentrales Kapazitätsmarktmodell implementiert, würde es sich anbieten, in einem ersten Schritt die Kapazitätsmärkte in Frankreich und Deutschland zu koordinieren. Der BDEW ist hierzu im Gespräch mit dem französischen Verband UFE. Die Einbindung anderer Länder könnte sukzessive folgen. Hierbei muss die Rolle der Verfügbarkeit¹ ausreichender Transportkapazitäten in Knappheitssituationen vorab untersucht werden.

C. Reserve

Eine richtig ausgestaltete Reserve kann – als Vorstufe – zu einem umfassenden Kapazitätsmarkt die Absicherung des EOM gewährleisten.

Das BMWi schlägt vor, flankierend zur Marktertüchtigung eine „Kapazitätsreserve“ zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu implementieren. In diesem Kontext sind die bereits heute implementierte Netzreserve und die im Grünbuch fokussierte Kapazitätsreserve voneinander zu unterscheiden. Auch wenn dieser Ansatz grundsätzlich zu begrüßen ist, bleibt die bisherige Ausgestaltung im Grünbuch noch unklar. Im Sinne eines transparenten Prozesses sind hier Präzisierungen erforderlich. Der BDEW hat hierzu seinerseits den Vorschlag einer Strategischen Reserve unterbreitet, der sodann in der letzten Legislaturperiode in den vom BMU initiierten Fachdialog eingeflossen ist und bei dem derzeit detaillierte Umsetzungsfragen abgestimmt werden.

¹ Verfügbarkeit ohne Eingriff in den Markt

Der BDEW prüft derzeit die konkrete Ausgestaltung. Dies betrifft u. a. Fragen,

- wie der kurzfristige Einsatz „nach Abschluss aller Marktgeschäfte“ technisch vorbereitet und durchgeführt werden soll;
- auf welche praktikable Weise die Kosten des Einsatzes der Reserve einschließlich der Vorhaltung verursachungsgerecht zugeordnet werden könnten;
- wie der Übergang zu einem dauerhaften Kapazitätsmechanismus insbesondere durch das Volumen der Reserve ausgelöst werden kann.
- Wie die Netzreserve ggf. in einer Strategischen Reserve integriert werden kann (ggf. Regionalkomponente).

D. Sowieso-Maßnahmen überwiegend richtig

Die meisten Verbesserungen führen zu noch effizienteren Preissignalen und damit zu Kostensenkungen für Endkunden. Obwohl solche Verbesserungen des EOM das Versorgungssicherheitsproblem eines EOM mit großem Anteil an Erneuerbaren-Erzeugung nicht lösen, sind Maßnahmen zur Verbesserung des EOM positiv zu betrachten.

Die positive vorläufige Bewertung der Mehrzahl der Sowieso-Maßnahmen steht unter dem Vorbehalt einer genaueren Spezifizierung, bevor sie abschließend bewertet werden kann. Grundsätzlich müssen die Teilbereiche des EOM weiter gestärkt werden.

Terminmarkt: Der Terminmarkt dient Vertrieben wie Erzeugern zur langfristigen Absicherung. Stabile Rahmenbedingungen sind unerlässlich, damit die Risiken im Terminmarkt beherrschbar sind und damit eine ausreichende Liquidität liquide vorhanden ist.

Day-Ahead-Markt: Die Entscheidung, wie viel Strom erzeugt wird und von welchem Kraftwerk, fällt auf Basis der Lastprognosen und der meteorologischen Erwartungen im Day-Ahead-Markt. Diese physische Optimierung garantiert den effizienten Einsatz des konventionellen und erneuerbaren Kraftwerkparks.

Intradaymarkt: Korrekturen werden dann im Intraday vorgenommen. Der deutsche Intradaymarkt ist überaus erfolgreich, fast 200 Marktteilnehmer handeln aktiv und sichern damit, dass Abweichungen in den Bilanzkreisen zu fairen Konditionen durch die Bilanzkreisverantwortlichen vor Lieferung ausgeglichen werden können.

- Beseitigung des faktischen Mark-up-Verbots -

An einem faktischen Mark-up-Verbot² für marktbeherrschende Unternehmen ändert sich solange nichts wie die aktuelle Amtspraxis des Bundeskartellamts, der § 29 GWB und die Beweislast auf Seiten der Unternehmen fortbestehen. Für eine gesetzliche Selbstbindung der Politik an einen preisspitzengetriebenen EOM und eine damit einhergehende marktgerechte Amtspraxis des Bundeskartellamts bedarf es eines konkreten Vorschlags, der Teil des BMWi-Weißbuches sein muss.

Der BDEW wird bis Ende des Jahres Vorschläge für

- eine praktikable Vorgehensweise zur Schaffung von Rechtssicherheit
- die inhaltliche Ausgestaltung einer Korrektur

vorlegen.

- Selbstbindung des Gesetzgebers sowie der nachgelagerten Ebenen, auf Preisbeschränkungen zu verzichten –

Auf einen Kapazitätsmarkt kann gemäß Grünbuch nur verzichtet werden, wenn Knappheitspreise bei den Marktteilnehmern ankommen, die Investoren darauf vertrauen, dass die Politik beim Auftreten von Knappheitspreisen nicht interveniert (S. 40) und sich Marktteilnehmer im Bewusstsein dessen gegen Preisspitzen absichern. Das Grünbuch empfiehlt daher eine gesetzliche Klarstellung, dass keine Preisobergrenzen eingeführt werden (S. 42). Eine solche Bestimmung würde für künftige Gesetzgeber allerdings nur als Appell wirken. Es bleibt fraglich, ob Investoren darauf vertrauen, dass der zukünftige Gesetzgeber (es geht um langlebige Investitionsgüter mit 20 bis 40 Jahren Lebensdauer) sich durch diese Regelung in seinem Entscheidungsspielraum eingeschränkt fühlt. Leider existieren Gegenbeispiele. Es bedürfte nicht einmal formal der Einführung einer Preisobergrenze. Der Gesetzgeber könnte, wenn er Knappheit fürchtet, mit einem Neubau-Tender reagieren (aktuelles Beispiel Belgien) und auf diesem Weg hohe Preise verhindern.

Mögliches Motiv politischer Interventionen ist nicht nur die Abwehr von Preisspitzen. Viel naheliegender ist das Motiv der Vermeidung von Knappheit und erhöhter Risiken auf Brownouts. Es ist wenig wahrscheinlich, dass die Politik wiederholte Brownouts, also die ungewollte Abschaltung von Marktteilnehmern, hinnehmen würde. Die Vorstellung, dass gesetzlich festgelegt werden kann, dass solche Interventionen ausbleiben müssen und dass eine solche Regelung die Politik bei tatsächlich auftretenden Abschaltungen von Eingriffen abhalten wird, ist unrealistisch.

² Unter Mark-up Verbot ist eine ausdrückliche oder de facto bestehende Regelung zu verstehen, die es Kraftwerksbetreibern verbietet, in Knappheitssituationen mit Preisen über ihren Grenzkosten am Strommarkt zu bieten.

- Schärfung der Bilanzkreistreue -

Der BDEW hält das Thema Bilanzkreistreue für ein wichtiges Element zur Wahrung der Systemsicherheit. Dabei lässt sich grundsätzlich festhalten, dass die bestehenden Anreize für die Bilanzkreistreue der BKV allgemein als effektiv betrachtet werden. Nichtsdestotrotz sind aus BDEW-Sicht weitere Verbesserungen intensiv zu prüfen, um bestehende Potenziale zu heben. Dabei sind auch Vorschläge zu entwickeln, wie das bestehende Anreizsystem in Form der Bepreisung der Ausgleichsenergie angepasst werden sollte, um dieses Verbesserungspotenzial zu heben.

Aus Netzbetreibersicht ist darauf hinzuweisen, dass Veränderungen bei der Bepreisung der Ausgleichsenergie für Bilanzkreisabweichungen ggf. auch Auswirkungen auf den Differenzbilanzkreis, den EEG-Bilanzkreis sowie den Netzverlustbilanzkreis und damit auf die Kosten des Netzbetreibers haben. Die Kosten einer effizienten Bewirtschaftung sind dann auch entsprechend regulatorisch anzuerkennen.

Zur Diskussion steht weiterhin die Modernisierung der Standardlastprofile (SLP). Über Standardlastprofile wird die Nachfrage der Kunden geschätzt, deren Verbrauch nicht stündlich gemessen wird. Eine Anpassung der SLP erscheint zu kurz gegriffen. Flexibles Verbraucherverhalten kann nicht über starre, im Vorfeld festgelegte Lastprofile bei der Bilanzierung von Stromverbräuchen abgebildet werden. Auch eine Anpassung der bestehenden Lastprofile wird dieses Problem nicht beseitigen. Flexibles Verbraucherverhalten erfordert stattdessen eine zeitnahe Verbrauchserfassung beim Letztverbraucher und darauf abgestimmte Bilanzierungsverfahren.

Gleichwohl ist grundsätzlich zu attestieren, dass eine abschreckende Pönalisierung der Bilanzkreisabweichung für sich allein nicht ausreichend wirksam zur Sicherstellung des Leistungsbilanzgleichgewichts³ ist. Tritt heute ein Leistungsbilanzungleichgewicht⁴ auf, werden die Bilanzkreisverantwortlichen, die sich nicht netzstabilisierend verhalten, mit maximal 15.000 €/MWh pönalisiert. Dies ist dann der Fall, wenn der Markt bereits so knapp ist, dass unfreiwillige Zwangsabschaltungen sich trotz dieser hohen Pönale möglicherweise nicht vermeiden lassen. Zwar kann man die Pönale erhöhen, allerdings wird sie immer erst dann wirksam, wenn ein Leistungsbilanzungleichgewicht auftritt. Es ist daher auch ungeklärt, inwieweit durch eine Verschärfung der Bilanzkreistreue angebots- und nachfrageseitige Kapazität zur grundsätzlichen Sicherstellung der Versorgungssicherheit angereizt wird. Voraussetzung für ausgeglichene Bilanzkreise ist nämlich ein jederzeit ausreichendes Angebot an gesicherter Leistung am Strommarkt – also ein Leistungsbilanzgleichgewicht. Dieses muss nicht national, sondern kann natürlich auch in einer größeren Region erreicht werden.

³ Im Sinne eines zur Deckung der Nachfrage ausreichenden Angebots am Strommarkt, insbesondere Day-Ahead und Intraday.

⁴ Im Sinne eines unzureichenden Angebots am Intraday-Strommarkt unterhalb der dortigen Preisgrenze von derzeit 9.999 €/MWh.

Hier setzt der Dezentrale Leistungsmarkt an: Dieser zieht bereits bei einem Systemknappheitspreis von 300 €/MWh eine Sicherheitslinie ein. Anders ausgedrückt: Die BKV werden hierdurch angehalten, an einem Terminmarkt für gesicherte Leistung sich mit Kapazität frühzeitiger und in entsprechender Menge einzudecken. Der dezentrale Leistungsmarkt folgt damit der Intention, bereits hinreichend früh Anreize zum Weiterbetrieb und Neubau von Kraftwerken, aber auch nachfrageseitigen Maßnahmen zu geben, so dass es erst gar nicht zu unfreiwilligen Zwangsabschaltungen kommt. Letztlich führt das zu einem höheren Versorgungssicherheitsniveau und einem früheren Anreiz für Investitionen.

- Flexibilisierung auf der Angebots- und Nachfrageseite -

Zutreffend wird die in Kapitel 3 angesprochene weitere Flexibilisierung des Strommarktes in den Vordergrund gerückt. Dies gilt auch für die betonte wettbewerbliche Entwicklung der unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen, die eine gezielte Förderung einzelner Technologien entbehrlich macht.

Ebenso zutreffend betont das Grünbuch, dass Förderung von Flexibilität durch Subventionen oder Bevorzugung von bestimmten Flexibilitätsanbietern nur zur Verdrängung günstigerer Flexibilitätsanbieter führen und damit zu Kostenerhöhungen ohne die Versorgungssicherheit zu verbessern.

Allerdings gehen die dem Grünbuch zugrunde liegenden Gutachten von einer außerordentlich hohen Fähigkeit und Bereitschaft bei Industrie und Gewerbe aus, bei ausreichend hohen Preisen (Preisspitzen) auf Stromverbrauch zu verzichten (sog. DSM) und somit die Rolle thermischer Kraftwerke zu übernehmen. Im r2b-Gutachten wird das DSM-Potential in der Industrie auf 10 bis 15 GW geschätzt, bei einer derzeitigen durchschnittlichen Last von ca. 28 GW. Dies würde bedeuten, dass in Knappheitszeiten praktisch die Hälfte der deutschen Industrie freiwillig vorübergehend auf Strombezug verzichten könnte. Bisherige Schätzungen gehen hingegen von deutlich niedrigeren kurz- und mittelfristigen Potenzialen. Hinzu kommt eine nicht realistische Einschätzung des Potenzials von Notstromaggregaten (bzw. Netzersatzanlagen), denen in den Gutachten eine wichtige Rolle zugemessen wird.

Bei den genannten Hemmnissen, die es zu adressieren und zu beseitigen gilt, wird einseitig auf die Erneuerbaren Energien Bezug genommen. Beseitigt werden sollte auch die Marktverzerrung durch die im Jahr 2008 eingeführte Belastung der Pumpspeicherkraftwerke (PSW) mit Netznutzungsentgelten, obwohl es sich bei PSW nicht um Letztverbraucher handelt. Hier sollte zeitnah eine Legaldefinition der Letztverbraucher geschaffen werden, die die systemdienlichen PSW (Stromspeicher) ausnimmt.

Obwohl in Kapitel 3 die Flexibilisierung des Strommarktes im Vordergrund steht, wird den Marktrolle Lieferant und Bilanzkreisverantwortlicher nur eine geringe Bedeutung zugemessen. Die Hebung des Lastverlagerungspotenzials beginnt beim Letztverbraucher und kann durch Energievertriebsunternehmen wesentlich beeinflusst werden. Letztverbraucher werden jedoch erst durch einen finanziellen Anreiz vom klassischen Stromverbrauch abweichen und Möglichkeiten schaffen, ihren Verbrauch individuell zu beeinflussen. Im Rahmen des vom

BDEW vorgeschlagenen Dezentralen Leistungsmarktes werden diese Anreize für den Verbraucher gesetzt und die Aufgabe der Potenzialhebung ganz klar den Vertrieben und Bilanzkreisverantwortlichen zugeordnet. Stromvertriebe können jedoch aktuell nur bedingt finanzielle Anreize setzen, welche Lastverlagerung honoriert wird.

- Dynamisierung insbesondere der EEG-Umlage -

Wenn nur die Nachfrageseite ein verstärktes Preissignal bekäme, würde das nur zur Verdrängung von anderen günstigeren Flexibilitätpotenzialen und damit zu Kostenerhöhungen führen. Vor diesem Hintergrund sollte eine etwaige Dynamisierung der EEG-Umlage vor einer Entscheidung über eine Einführung intensiv geprüft und mit allen betroffenen Akteuren diskutiert werden.. Insbesondere sind die Auswirkungen bei den am Wälzungsmechanismus beteiligten Akteuren bezüglich der Umsetzung sowie die Auswirkungen auf den nationalen und internationalen Strommarkt detailliert zu untersuchen.

- Sockel an konventioneller Mindesterzeugung -

Das Grünbuch befürwortet die Reduzierung des Sockels der Mindesterzeugung⁵ („Must-run“) durch konventionelle Kraftwerke.

Es hängt von der konkreten Ausgestaltung ab, inwieweit diese Reduzierung als wünschenswert beurteilt werden kann. Der Must-Run-Sockel als solcher ist elektrotechnisch-physikalisch bedingt. Hier bedarf es zunächst der Implementierung von Alternativen zur Erbringung von Blindleistung, Kurzschlussleistung etc., ehe eine sukzessive Ablösung von rotierender Kraftwerkskapazität möglich ist. Der Umfang des Must-Run-Sockels ist ein Marktergebnis. Bei einer gewissen notwendigen Menge an Primärregelleistung, ergibt sich ein gewisser Must-Run-Sockel. Neue technische Entwicklungen können diesen senken - aber erst dann, wenn sie günstiger sind als und technisch mindestens gleichwertig sind wie die bisherige Art, die Primärregelleistung bereitzustellen. Einen konkreten politischen Handlungsbedarf sieht der BDEW hier nicht.

Hinsichtlich der Verringerung des Must-Run-Sockels ist zu bemerken, dass Kraftwerksbetreiber in jüngster Vergangenheit aus wirtschaftlichen Erwägungen heraus – also aufgrund von Marktpreissignalen – bemüht sind, die Mindestlast so klein wie möglich zu halten. Bei nahezu allen Kraftwerken wurden daher in den letzten Jahren umfangreiche und aufwändige Investitionsprogramme zur Modernisierung durchgeführt. Dies hat im Ergebnis zur Senkung der Mindestlast von ursprünglich 40 bis 60 Prozent auf heute 20 bis 25 Prozent geführt – unter Ausnutzung konstruktiver Besonderheiten teilweise sogar darunter.

⁵ Unter Mindesterzeugung / „must run“ wird diejenige Erzeugung verstanden, die für die Systemsicherheit im Netzbetrieb (Regelleistung, Blindleistung, Redispatch oder andere Systemdienstleistungen) erforderlich ist.

Im Ergebnis ist eine Notwendigkeit von Eingriffen nicht gegeben. Dies wäre sogar unerwünscht: Solange die Preissignale korrekt sind, wird auch der Sockel an konventioneller Mindesterzeugung einen optimalen Umfang besitzen. Regulatorische Eingriffe würden nur zu Ineffizienzen führen.

- Regelenenergiemarkt -

Der BDEW wird Ende 2014 ein Grobkonzept für die Weiterentwicklung der Ausgestaltung des Regelenenergiemarkts vorlegen. Den folgenden Aspekten wird dabei besonderes Potenzial zugerechnet:

- Überarbeitung Präqualifikationskriterien
- Überarbeitung Produktdefinition

Grundsätzlich aber gilt, dass vor allem der Intradaymarkt gestärkt werden muss.

- Netzentgeltsystematik -

Netzentgelte sollen die Kosten des Netzes decken, haben darüber hinaus aber auch eine wichtige Lenkungsfunktion, um eine effiziente Netznutzung zu ermöglichen. Vor dem Hintergrund weitreichender Veränderungen in der Struktur der Stromerzeugung und in der Nutzung der Stromnetze durch Verbraucher ist es notwendig, die Struktur der Netzentgelte und staatlich veranlasster Preisbestandteile zu überprüfen und unter Berücksichtigung der Auswirkungen weiter zu entwickeln. Ziel einer Weiterentwicklung muss einerseits eine sachgerechte Kostenallokation und andererseits die Berücksichtigung neuer Anforderungen im Zusammenhang mit der Energiewende sein.

Netzentgelten muss eine Steuerungsfunktion für eine effiziente Netznutzung zukommen. Dies ist für eine gesamtwirtschaftlich optimale Allokation von zentraler Bedeutung. Sonderregelungen bei Netzentgelten sollten sich deshalb an der jeweiligen Netzdienlichkeit orientieren. So kann durch den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten der Netzausbaubedarf reduziert werden. Durch Sondernetzentgelte soll dies angereizt und somit der Investitionsbedarf reduziert werden.

Der Anteil der nicht arbeitsbezogenen Preiskomponenten an den Netzentgelten sollte erhöht werden, um die Kosten der Netzinfrastruktur verursachungsgerechter abzubilden. So könnte in der Niederspannungsebene für Kunden mit Standardlastprofilen (SLP) der Grundpreis-Anteil zu Lasten des Arbeitspreis-Anteils signifikant erhöht werden. Damit könnte im bestehenden Rechtsrahmen verursachungsgerecht die Benachteiligung von Anschlussnutzern ohne Eigenerzeugung reduziert werden. Auf den höheren Netzebenen wird bereits jetzt über die Leistungspreise ein hoher Erlösanteil erzielt.

Derzeit sind nur feste Zeiten für eine Variation der Preishöhe (HT/NT) in Abhängigkeit von der wahrscheinlichen Netzauslastung technisch sinnvoll umsetzbar. Solche zeitvariablen Netzentgelte bilden in vereinfachender, aber verursachungsgerechter Weise die Inanspruchnah-

me des Netzes durch einen Netznutzer ab. Statische Zeitfenster berücksichtigen weder eine fluktuierende Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien noch eine zeitlich variierende Lastverlagerung beim Letztverbraucher. Variable Zeitfenster können zukünftig den netzdienlichen Einsatz von Demand-Side-Management bzw. Demand-Response-Maßnahmen positiv beeinflussen.

Die heutige Netzentgeltsystematik basiert auf einem Leistungspreis unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeitsfunktion – im Ergebnis müssen daher größere Kunden einen Leistungs- sowie einen Arbeitspreis zahlen – und ist damit nach wie vor sachgerecht. Allerdings ist bei Niederspannungskunden ohne Leistungsmessung (also bei fast allen Niederspannungskunden) Handlungsbedarf, da dort heute z. T. ausschließlich Arbeitspreise oder nur geringe Grundpreise erhoben werden. Damit ist die Verursachungsgerechtigkeit an dieser Stelle verletzt. Kunden mit Eigenerzeugung (insbesondere PV) können (im Vergleich zu einem Kunden ohne Eigenerzeugung) ihre Netzentgelte reduzieren, ohne dass die entsprechenden Netzkosten eingespart werden. Grundsätzlich sollte daher auch bei diesen Kunden die Vorhaltung des Netzes angemessen berücksichtigt werden.

Dynamische Netzentgelte sind kein geeigneter Lösungsansatz, da sie einen unverhältnismäßig hohen Abwicklungs- und Abrechnungsaufwand verursachen, nicht tauglich für das Massengeschäft sind und die Wirkung (auf die Netzauslastung) für die Netzbetreiber nicht ausreichend verlässlich ist. Dynamische Netzentgelte können sogar durch zeitgleiche Verhaltensänderungen der Netznutzer zu sogenannten Überschwingungseffekten führen, welche die Netzstabilität negativ beeinflussen könnten.

Eine Beteiligung der Einspeiser an den Netzkosten (Einführung einer G-Komponente) in Deutschland wird vom BDEW abgelehnt. Einerseits ist die oftmals angeführte allokationssteuernde Wirkung in der Realität nicht gegeben. Andererseits kann eine G-Komponente auch nicht im Sinne einer „fairen Lastenverteilung“ entlastend für die Endkunden wirken, da zusätzliche Kosten für die Einspeiser über die Strombeschaffungskosten lediglich auf einem anderen Weg von den Endkunden getragen werden würden.

Grundsätzlich ist anzustreben, die Allokation von Flexibilität auf konkurrierende markt-, system- und netzdienliche Nutzungen nicht durch administrative Entscheidungen, sondern über wettbewerbliche Mechanismen vorzunehmen. Dazu müssen die jeweiligen Nachfragen nach Flexibilität knappeheitsorientierte Preissignale entwickeln. Hinsichtlich der netzdienlichen Nutzung beschreibt der BDEW ein mögliches Verfahren im sog. Ampelkonzept: Kunden, die dem Netzbetreiber Flexibilität anbieten, erhalten im Gegenzug entsprechend den Kosteneinsparungen beim Netzbetreiber einen Rabatt auf die Netzentgelte.

Schließlich muss betont werden, dass Netzentgelten eine Steuerungsfunktion für eine effiziente Netznutzung zukommen muss, sie aber keine Steuerungsfunktion für einen effizienten Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage haben sollten.

Ein weiterer wesentlicher Aspekt liegt in der Reformierung des Systems der vermiedenen Netzentgelte (vNE). Hier sollte zeitnah der Empfehlung der Plattform Energienetze – die auf einem BDEW-Vorschlag beruht – gefolgt werden, den Kreis der berechtigten Anlagen auf

nicht-volatil einspeisende und last-nahe Stromerzeugung zu begrenzen, da aktuell nur von diesen Anlagen netzentlastende Wirkungen zu erwarten sind (siehe Ergebnis Plattform Energienetze 22.11.2011). Im Umkehrschluss sollten vNE für volatile Erzeuger wie Wind und PV gestrichen werden.

Im Rahmen eines wertschöpfungsstufenübergreifenden Projekts erarbeitet der BDEW konkrete Vorschläge zur Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur, insbesondere zur Berechnung von Grund- und Arbeitspreis. Mit Ergebnissen ist im 1. Quartal 2015 zu rechnen.

Daneben wird er sich im Rahmen eines längerfristigen Projekts „Neue Preismodelle und Innovationen“ mit längerfristigen Ausgestaltungsoptionen befassen.

- Weitere Maßnahmen zur Ertüchtigung des EOM prüfen -

Es gibt mehrere Verbesserungsmöglichkeiten, die im Grünbuch nicht genannt und auch in den verschiedenen Gutachten nicht oder zu wenig erwähnt sind:

- *Netzreserve aus dem Ausland:* Netzreserve wird von den Übertragungsnetzbetreibern teilweise in Süddeutschland und teilweise im Ausland (insbesondere Österreich) beschafft. Der Teil, der im Ausland kontrahiert wird, darf im Markt aktiv bleiben. Deutsche Netzreserve darf nicht im Markt aktiv sein. Diese ungleiche Behandlung führt zu einem Wettbewerbsvorteil für ausländische Erzeuger. Diese Wettbewerbsverzerrung sollte im Zuge der Einführung einer netzdienlich ausgestalteten Strategischen Reserve beseitigt werden.
- Das Für und Wider einer *Vermarktung Erneuerbarer Energien durch ÜNB* sollte untersucht werden.
- *Eingriffe gemäß § 13 (2) EnWG* erlangen in Form von Redispatch-Maßnahmen eine immer größere praktische Bedeutung. Auch wenn sie aus Gründen der Systemsicherheit stattfinden, haben sie eine Rückwirkung auf den Markt. Eine bessere Vorhersehbarkeit der Handhabung von § 13 (2)-Maßnahmen würde den Marktteilnehmern helfen.
- *Gate closures am Intradaymarkt* sollten näher am Lieferzeitpunkt liegen, um dem Markt unter Beachtung der ständigen Gewährleistung der Systemsicherheit mehr Möglichkeiten zu geben, Angebot und Nachfrage auszugleichen.

E. Aussagen zu Betrieb, Ausbau und Beanreizung der Netze in der Mehrzahl positiv

- Spitzenkappung -

Der BDEW unterstützt grundsätzlich den Vorschlag, die Netze nicht für die „letzte Kilowattstunde“ auszubauen und eine moderate Spitzenkappung für dargebotsabhängige Erneuerbare Energie zu berücksichtigen.

Der BDEW hat das Thema mit seinem Positionspapier „Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG“ vom 18. September 2013 bereits aufgegriffen und in Grundzügen Vorschläge unterbreitet. Im Rahmen einer Arbeitsgruppe erarbeitet der BDEW zurzeit konkrete Ausgestaltungsoptionen für die Spitzenkappung. Mit einem Ergebnis ist bis Ende 2014 zu rechnen.

- Netzausbau -

Am zeitnahen Netzausbau und an der Modernisierung der bestehenden Übertragungs- und Verteilnetze geht für das Gelingen der Energiewende kein Weg vorbei. Die Akzeptanz des Netzausbaus, für die sich der BDEW zukünftig einsetzt, ist hierbei grundlegend für die planmäßige Umsetzung der Ausbaumaßnahmen.

Im Rahmen der im Grünbuch erfreulicherweise angekündigten Überprüfung der Investitionsbedingungen sollte Folgendes gebührende Berücksichtigung finden: Neben dem Übertragungsnetz muss auch das Verteilnetz in den kommenden Jahren um- und ausgebaut werden, denn der größte Teil der regenerativen Stromerzeugung wird direkt in das Verteilnetz eingespeist (siehe dena-Verteilnetzstudie 2012 und BMWi-Verteilnetzstudie 2014). Hierzu sind erhebliche Investitionen erforderlich, die durch das gegenwärtige Regulierungssystem nicht angereizt werden. Eine nachhaltige Finanzierung ist aber Grundvoraussetzung für den notwendigen Netzausbau. Kern des Problems ist der sogenannte Zeitverzug. Ein beträchtlicher Anteil der Investitionen des Netzbetreibers wird frühestens drei bis sieben Jahre nach der Investition in der Erlösobergrenze berücksichtigt. Anfallende Kapitalkosten von Investitionen (z. B. Zinsen) können so nicht zeitnah zurückverdient werden. Dabei ist es unerheblich, ob die Investition in Ersatz oder Erweiterung erfolgt. Dieses Problem sollte zeitnah durch eine entsprechende Weiterentwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen gelöst werden.

- Redispatch -

EE-Anlagen werden im Fall notwendiger Redispatch-Maßnahmen finanziell voll kompensiert, konventionelle Anlagen dagegen bislang nicht. Richtig ist es, auch konventionelle Anlagen finanziell so zu stellen, als hätte es den Redispatch-Eingriff in ihren Betrieb nicht gegeben, so auch das Grünbuch auf S. 29. Die derzeit gültigen Festlegungen der Bundesnetzagentur zur Vergütung von Redispatch führen dazu, dass Kraftwerke die von Redispatch betroffen werden, einen wirtschaftlichen Nachteil haben, weil die verlorene Flexibilität nicht berücksichtigt

wird und Opportunitätskosten nicht anerkannt werden. Hier muss eine Gleichstellung mit der EE erreicht werden, die bei Abregelung eine vollständige Kompensation erhalten.

Auch unter Berücksichtigung der vorgenannten Aspekte ist die Beibehaltung des Prinzips der Entschädigung bei Einspeisemanagement sinnvoll und zielführend, da es zumindest im Bereich der Übertragungsnetze operativ nicht umsetzbar ist, Anlagen netzstützend einzusenken und gleichzeitig eine völlige Diskriminierungsfreiheit zu gewährleisten. Der Übertragungsnetzbetreiber wäre dadurch nicht mehr in der Lage, die netztechnisch effizientesten Anlagen zu nutzen, sondern müsste möglicherweise entsprechend gewisser „Abschaltkontingente“ auch weiter entfernte Anlagen einsenken, wodurch sich die Gesamtkosten des Eingriffs deutlich erhöhen können. Darüber hinaus würde eine entschädigungsfreie Abregelung EEG-Anlagen gegenüber konventionellen Kraftwerken diskriminieren. Die aus dieser Anpassung der Redispatchvergütungen für die ÜNB resultierenden Mehrkosten müssen regulatorisch anerkannt werden.

- Verlängerung und Reform der Reservekraftwerksverordnung -

Eine Fortschreibung der Reservekraftwerksverordnung ist jedoch nicht akzeptabel. Vielmehr bedarf es weitgehender Änderungen.

Der BDEW hat im August Empfehlungen zur inhaltlichen Überarbeitung der Reservekraftwerksverordnung vom 27. Juni 2013 (BGBl. I S. 1947) abgegeben. Schwerpunkte sind

- eine vergütungsgerechte Umsetzung der ResKV
- Weiterentwicklung der ResKV
- langfristige Ablösung der Kraftwerksreserve nach ResKV durch eine Strategische Reserve bzw. einen Dezentralen Leistungsmarkt

- Anreizregulierung -

Der für die Energiewende erforderliche Netzausbau im Verteilungsnetz sollte sowohl durch intelligente Netzbetriebsmittel als auch durch Spitzenkappung bei EEG-Einspeisungen optimiert d. h. minimiert werden.

Damit die Netzbetreiber den erforderlichen Netzaus- und Umbau realisieren können, sollte der Regulierungsrahmen evolutionär weiterentwickelt werden, um bestehende Schwächen zielgerichtet zu beseitigen. Der BDEW hat den Regulierungsrahmen, dessen Umsetzung und

Auswirkungen analysiert und Ansätze zur langfristigen zielgerichteten Weiterentwicklung erarbeitet.⁶

Im Rahmen der Weiterentwicklung der Anreizregulierung sollte u. a.:

- weiterhin eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals erfolgen, hier darf es nicht zu einer wesentlichen Absenkung aufgrund der kurzfristigen Sondersituation am Kapitalmarkt kommen;
- das Problem des Zeitverzuges in den Verteilnetzen gelöst werden;
- der generelle sektorale Produktivitätsfaktor abgeschafft werden, da er nicht zu sich innovativ weiterentwickelnden Netzen passt;
- zusätzliche Aufgaben auch zusätzlich zeitnah entgolten werden.

Es wird begrüßt, dass die Bundesnetzagentur gemäß Grünbuch aktuell prüft, ob und wie die Rahmenbedingungen für regelbare Ortsnetzstationen besser angereizt werden können (höhere OPEX-Bestandteile bei innovativen Technologien bislang nicht ausreichend in ARegV abgebildet).

F. Aussagen zur einheitlichen Preiszone verdienen nachdrückliche Zustimmung

Die Vorteile größerer Preiszonen werden oft unterschätzt. Eine Trennung würde die Liquidität deutlich verringern. Auch ein kompetitiver Retail-Markt würde durch eine Trennung leiden. Der theoretische Vorteil einer Trennung – namentlich regionale Preissignale für Erzeuger und Verbraucher – wird dagegen oft übertrieben und könnte sogar zu einer Verzögerung des Netzausbaus führen.

G. Klimaschutzziele erreichen

- EZH und grenzüberschreitender Stromhandel -

Der BDEW teilt die Aussagen zu den nationalen und europäischen Klimazielen für das Jahr 2050 und zur Reform des Emissionshandelssystems.

⁶ BDEW-Positionspapier „Evaluierung und Weiterentwicklung der Anreizregulierung“ vom 21. März 2014
[https://www.bdeu.de/internet.nsf/id/20140321-o-positionspapier-evaluierung-und-weiterentwicklung-der-anreizregulierung-de/\\$file/BDEW_Positionspapier_Weiterentwicklung_Anreizregulierung_21032014_web.pdf](https://www.bdeu.de/internet.nsf/id/20140321-o-positionspapier-evaluierung-und-weiterentwicklung-der-anreizregulierung-de/$file/BDEW_Positionspapier_Weiterentwicklung_Anreizregulierung_21032014_web.pdf)

Im Kontext des Grünbuchs gilt jedoch: Kapazitätsinstrumente dienen dem Erhalt bestehender bzw. dem Anreiz neuer Erzeugungskapazitäten. Sie sind damit ein Instrument zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit. Andere Ziele wie Klimaschutz sind über andere Instrumente (z. B. ETS) außerhalb des Grünbuchs zu adressieren. Diese beiden Ziele und Instrumente sind strikt auseinander zu halten, will man unnötige finanzielle Mehrbelastungen für Verbraucher und Industrie und unbeabsichtigte Nebenwirkungen vermeiden. Daher sollte der in Kapitel 8 angesprochene Klimaschutz nicht mit dem Kapazitätsmarkt vermengt werden. Generell dürfen Klimaskutzkriterien bei der Wahl eines Kapazitätsinstruments deshalb keine Rolle spielen.

- Zeitnaher Ausbau und Sicherung der KWK -

Der BDEW hält an dem im Koalitionsvertrag bekräftigten Ziel, im Jahr 2020 einen Anteil von 25 Prozent KWK-Strom an der Gesamtnettostromerzeugung zu erreichen, fest. Darüber hinaus hält die Energieeffizienz-Richtlinie (EED) der EU die Mitgliedsstaaten an, die Strom- und Wärmeerzeugung aus hocheffizienter KWK zu erhöhen. Insofern müssen in der Novelle des KWK-Gesetzes schnell Maßnahmen ergriffen werden, die dem Anlagenbestand der allgemeinen Versorgung über die derzeit sehr schwierige wirtschaftliche Situation hinweghelfen (Übergangszuschläge) und wieder einen Zubau an KWK-Anlagen ermöglichen. Der Übergangszuschlag sollte zeitlich begrenzt an KWK-Anlagen der öffentlichen Versorgung gezahlt werden. Die Höhe des Zuschlags bzw. dessen Anpassung sollte im Rahmen eines regelmäßigen Monitorings überprüft werden, insbesondere dann, wenn ein für die KWK wirksamer dezentraler Leistungsmarkt etabliert wurde.

H. Grenzüberschreitende Kooperation intensivieren – aber richtig

Die Aussage des Grünbuchs „*Deutschland arbeitet mit seinen Nachbarländern an einem gemeinsamen Konzept für Versorgungssicherheit*“ erweckt einen vollkommen falschen Eindruck.

Der vom BMWi begonnene Prozess des Dialogs mit elf weiteren Staaten und der EU-Kommission ist für einen Austausch von Informationen und Einschätzungen hilfreich und kann auch ggf. zu einem gemeinsamen Meinungsbildungsprozess in Grundfragen beitragen. Der Rahmen von 13 Parteien ist jedoch deutlich zu weit gewählt, wenn operable Lösungen in vertretbarer Zeit gefunden werden sollen. Hierzu bestünde aller Anlass.

Frankreich wird in Kürze einen Kapazitätsmarkt einführen. Frankreich und Deutschland repräsentieren mehr als ein Drittel der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs in der EU. Schon allein angesichts der erheblichen Wechselwirkung zwischen dem französischen und dem deutschen Strommarkt erscheint ein Bottom-up-Ansatz als unverzichtbar. Darüber hinaus haben die französische Regierung, der französische Übertragungsnetzbetreiber RTE und der französische Stromverband UFE angeboten, Fragen der Versorgungssicherheit gemeinsam mit Deutschland anzugehen.

Zu den klärungsbedürftigen Fragen zählen:

- Wie und in welchem Umfang können sich deutsche Kraftwerke künftig am französischen Kapazitätsmarkt beteiligen (und vice versa)?
- Wie wirkt es sich aus, wenn nur Frankreich einen Kapazitätsmechanismus einführt und Deutschland sich für die Verbesserung des EOM (EOM 2.0) entscheidet?
- Welche Vorteile könnten sich durch eine koordinierte Einführung von Kapazitätsmechanismen in Frankreich und Deutschland ergeben?

Eine deutsch-französische Kooperation ist in den pentalateralen Rahmen einzubetten. Das Pentilaterale Forum arbeitet seit 2013 daran, die tatsächliche Entwicklung der Versorgungssicherheit im Rahmen der BENELUX-Staaten, Frankreichs, Deutschlands sowie Österreichs und der Schweiz abzubilden. Auf diese Vorarbeiten des Pentalateralen Forums kann aufgebaut werden. Der pentalaterale Rahmen bietet sich an, weil er

- über 45 Prozent der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs in der EU abdeckt
- Staaten umfasst, deren Stromnetze intensiv miteinander vernetzt („vermascht“) sind,
- seine Leistungsfähigkeit bereits im Zusammenhang mit der Verabredung und Einführung des Market Couplings unter Beweis gestellt hat.

Um Versorgungssicherheit in einem multilateralen Kontext wirklich sicherstellen zu können, sollten im Rahmen des Pentalateralen Forums unter anderem zu folgenden Fragen ein gemeinsames Verständnis und idealerweise auch gemeinsame Verabredungen erzielt werden:

- Entwicklung des Kapazitätsbedarfs
- erforderlichen Sicherheitsmargen
- real in Knappheitssituationen verfügbare Übertragungskapazitäten
- Entwicklung der Überschüsse in einzelnen Ländern
- Gleichzeitigkeiten der Höchstlasten und Residuallasten
- Möglichkeiten der Nachfragesteuerung

Hierbei handelt es sich um Punkte, die der Frage vorausgehen, ob Deutschland einen Kapazitätsmarkt einführt oder nicht. Wie bspw. die Verfügbarkeit ausreichender Transportkapazitäten in Knappheitssituationen sichergestellt werden kann, muss vor einer Kopplung von Kapazitätsmärkten, aber auch im Falle der Beteiligung deutscher Kapazitäten am französischen Kapazitätsmarkt vorab untersucht werden. Ein solcher Bottom-up-Prozess sollte schließlich durch einen multilateralen Dialog in einem weiteren geografischen Kontext flankiert werden.