

STELLUNGNAHME

zum Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“

Berlin, 20.08.2015

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt über 1.400 kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit über 245.000 Beschäftigten wurden 2012 Umsatzerlöse von mehr als 110 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 8,6 Milliarden Euro investiert. Die VKU-Mitgliedsunternehmen haben im Endkundensegment einen Marktanteil von 46 Prozent in der Strom-, 59 Prozent in der Erdgas-, 80 Prozent in der Trinkwasser-, 65 Prozent in der Wärmeversorgung und 26 Prozent in der Abwasserentsorgung. Sie entsorgen zudem jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und tragen entscheidend dazu bei, dass Deutschland mit 65 Prozent die höchste Recyclingquote unter den Mitgliedstaaten der Europäischen Union erreicht. Aktuell engagieren sich rund 140 kommunale Unternehmen im Breitbandausbau. Bis 2018 planen sie Investitionen von rund 1,7 Milliarden Euro - damit können dann rund 6,3 Millionen Kunden die Breitbandinfrastruktur kommunaler Unternehmen nutzen.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

EINSCHÄTZUNG ZU TEIL I UND TEIL II DES WEIßBUCHS

Der VKU hat sich bereits ausführlich an der Konsultation zum Grünbuch und den vorhergehenden Gutachten des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi) beteiligt und ist daher erstaunt darüber, wie bestimmte Aspekte speziell der Grundsatzentscheidung zum Strommarkt 2.0 oder Kapazitätsmarkt wiedergegeben werden.

Das BMWi hat insgesamt vier Gutachten in Auftrag gegeben. Die Gutachter haben untersucht, ob der heutige Strommarkt Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Die Studien wurden vor der Veröffentlichung des Grünbuchs und im Rahmen des Konsultationsprozesses zum Grünbuch diskutiert und die ihnen zugrunde liegenden Annahmen kritisiert. Umso bedauerlicher ist es, dass auf die zentralen Kritikpunkte auch im Weißbuch erneut nicht eingegangen wird.

Die Entscheidung für den Strommarkt 2.0 ist mit den Koalitionsverabredungen am 01.07.2015 politisch festgelegt worden. Sie wird vom BMWi damit begründet, dass sich die Mehrzahl der an der Konsultation beteiligten Organisationen für den Strommarkt 2.0 ausgesprochen hat.

Die Auswertung des Konsultationsdokuments zeigt, dass lediglich ein geringer Teil der Befürworter des Strommarkt 2.0 aus dem Bereich der Energiewirtschaft kommen.¹ Darüber hinaus ist nicht klar, wie viele Personen bzw. Unternehmen die Organisationen repräsentieren.

Die Priorität beim zukünftigen Strommarktdesign hat die Versorgungssicherheit. Deswegen haben sich die zwei größten energiewirtschaftlichen Verbände für einen Kapazitätsmarkt ausgesprochen. Andere Konsultationsteilnehmer haben andere berechnete Interessen und Prioritäten. Allerdings spielen sie für die beim Strommarktdesign zentrale Frage der Erhaltung von Versorgungssicherheit eine untergeordnete Rolle.

Weiterhin entsteht der Eindruck, dass die Entscheidung für einen Kapazitätsmarkt einem liberalisierten europäischen Strommarkt entgegenstehen würde. Dies ist nicht der Fall, wie sieben Mitgliedsstaaten, z.B. Frankreich und Großbritannien, belegen, die nationale Kapazitätsmechanismen eingeführt haben. Auch das aktuelle Green Paper der Europäischen Kommission zum Strommarktdesign macht deutlich, dass den Mitgliedsstaaten die Entscheidung darüber, wie sie ihre Versorgungssicherheit gewährleisten wollen, offen steht.

¹ Lediglich 44 der 129 aus dem Dokument „Detaillierte Auswertung der Konsultation“ entnommenen Befürworter sind im weitesten Sinne der Energiewirtschaft zuzuordnen.

Das BMWi hat drei zentrale Anliegen aller Konsultationsteilnehmer identifiziert. Die Anliegen „Versorgungssicherheit gewährleisten“ und „Kosten begrenzen“ (Wirtschaftlichkeit) und „Innovation und Nachhaltigkeit ermöglichen“ sind Teil des energiepolitischen Zieldreiecks und sollten daher immer Leitlinien der Politik sein.

Besonders die Begrenzung der Kosten wurde im vorliegenden Maßnahmenpaket nicht berücksichtigt. Der Strommarkt 2.0 mit der „Braunkohle“-Reserve ist eine teure Lösung für Versorgungssicherheit und Klimaschutz.

Der VKU zweifelt außerdem daran, dass der Strommarkt 2.0 die Versorgungssicherheit langfristig gewährleisten kann und Investitionen in innovative und nachhaltige Technologien anreizt.

GRUNDSÄTZLICHE BEWERTUNG DES MAßNAHMENKATALOGS ZUR WEITERENTWICKLUNG DES STROMMARKTES 2.0

Der VKU sieht die zentrale Frage der Diskussion um das Strommarktdesign und die Versorgungssicherheit nicht zufriedenstellend beantwortet. Die zentrale Frage lautet:

Wie können sich für die Versorgungssicherheit erforderliche Erzeugungskapazitäten und Flexibilitätsoptionen in einem zukünftigen von erneuerbarer Einspeisung geprägten Markt refinanzieren?

Das Weißbuch ist eine Ansammlung von Maßnahmen unterschiedlichen Detaillierungsgrades und von unterschiedlicher Relevanz für diese zentrale Frage. Auch wenn einige der Maßnahmen grundsätzlich positiv zu bewerten sind, so ist doch festzustellen, dass die Maßnahmen noch sehr vage formuliert sind und teilweise nicht über Absichtserklärungen hinausgehen. Zahlreiche – auch für die Bewertung wesentliche – Fragen bleiben offen und es werden neue Baustellen eröffnet.

Der VKU bewertet die einzelnen Maßnahmen in einem separaten Dokument „Kurzbewertung der Maßnahmen“ (Anlage 1).

Grundsätzlich ist zu bemängeln, dass das BMWi versucht, Versorgungssicherheit herzustellen, indem es die Regulierung der Energieversorgungsunternehmen weiter verschärft.

Weitere Anforderungen und regulatorische Verpflichtungen, insbesondere an die Bilanzkreisverantwortlichen, verursachen einen unnötigen zusätzlichen bürokratischen Aufwand. Die finanziellen Lasten, die damit verbunden sind, sollen die Energieversorger tragen. Vor allem kleine Energieversorger werden unverhältnismäßig stark betroffen sein.

Das Bundeswirtschaftsministerium setzt in seinem Ansatz vor allem auf Preisspitzen und Langfristverträge für Kapazitäten und die Flexibilisierung des Marktes. Zusätzlich soll das System über eine Kapazitätsreserve abgesichert werden.

Der VKU sieht in diesem Ansatz zahlreiche Probleme und Unsicherheiten. Der Ansatz wird in den nächsten Jahren im von Überkapazitäten geprägten Markt funktionieren – er bietet jedoch keine langfristige Perspektive.

Position 1: Die Kapazitätsreserve ist weder ein sach-, verursachungsgerechter noch kosteneffizienter Mechanismus zur Absicherung der Versorgungssicherheit und er funktioniert nicht außerhalb des Marktes.²

Der VKU weist kritisch darauf hin, dass im Weißbuch (wie schon im Grünbuch) lediglich die **Systemmehrkosten** im Vergleich zum Strommarkt 2.0 illustriert werden.

Die BMWi-Gutachter selbst kommen zu dem Schluss, dass schon die Systemkosten für einen Strommarkt 2.0 mit einer Reserve von 3 - 5 GW den Systemkosten des dezentralen Leistungsmarkts entsprechen. Mit der politisch gesetzten Vorgabe, Braunkohlekraftwerke in die Reserve zu nehmen, steigen die Kosten für den Strommarkt 2.0 erheblich. Zudem ist die Maßnahme mit erheblichen rechtlichen Schwierigkeiten versehen. Die damit einhergehende Unsicherheit trägt weiter zur Gefährdung der Versorgungssicherheit bei.

Das BMWi baut mit der Kapazitätsreserve einen Kapazitätsmechanismus auf und widerspricht gleichzeitig, dass ein Markt für Kapazität erforderlich ist. Der wesentliche Unterschied zwischen Kapazitätsreserve und Kapazitätsmarkt ist, dass die Kosten für die Bereitstellung von gesicherter Leistung anstatt in einem marktlichen in einem regulierten Ansatz entstehen.

Die Kapazitätsreserve hat Auswirkungen auf den **Regelenergiemarkt**. Das gilt besonders für die angestrebte Braunkohlereserve.

Um die Braunkohlekraftwerke für den Notfall in Einsatzbereitschaft zu versetzen, müssen sie rechtzeitig angefahren werden. Dabei produzieren sie Strom, den sie in das Netz einspeisen. Die Frage, was mit dem eingespeisten Strom passiert, der durch das Hochfahren der Kraftwerke auf Mindestlast produziert wird, bleibt unbeantwortet. Möglicherweise wird mit negativer Regelenergie gegengesteuert. Dies würde höhere Kosten für das Gesamtsystem nach sich ziehen. Möglicherweise speisen die Braunkohlekraftwerke ungehindert in den Markt ein, ohne dass mit negativer Regelenergie gegengesteuert wird. Das reduziert den Regelenergiebedarf und senkt die Preise im Regelenergiemarkt. Das BMWi strebt einen Markt an, der sich u. a. auf Preisspitzen und hohe Preise optimiert.

Das Weißbuch sieht vor, dass die unterdeckten Bilanzkreise die Aktivierungskosten der Kapazitätsreserve von 20.000 Euro/MWh (im Eckpunktepapier noch 15.000 Euro/MWh) tragen sollen. Diese Vorgehensweise ist weder verursachungsgerecht noch sachdienlich.

Zur Verursachungsgerechtigkeit: Das Bundeswirtschaftsministerium legt fest, dass die Kapazitätsreserve mit Braunkohlekraftwerken bestückt werden soll. Damit sind die Aktivierungskosten – insbesondere die bei Braunkohlekraftwerken entstehenden langen Vorlaufkosten – politischer Wille und nicht durch Bilanzungleichgewichte von

² Anlage 2: Positionspapier zur Ausgestaltung der Kapazitätsreserve und offenen Fragen im Rahmen des Weißbuchs

Bilanzkreisverantwortlichen verursacht. Bilanzungleichgewichte könnten von Kraftwerken, die im Rahmen einer wettbewerblich organisierten Auktion ermittelt werden, kostengünstiger beseitigt werden.

Zur Sachdienlichkeit: Die derzeitige und ergänzend vorgesehene Ausgleichsenergiepreissystematik schafft bereits ausreichend Anreize zur maximalen Prognosegüte. Angesichts der drohenden Pönale für die Aktivierung der Kapazitätsreserve werden Bilanzkreisverantwortliche (BKV) mehr Strom einkaufen, als sie voraussichtlich benötigen, um die Reserve nicht zu aktivieren. Das ist zum einen ineffizient, da es einen höheren Spitzenlastbedarf suggeriert und zum anderen gefährlich für die Systemstabilität, da die Gefahr überdeckter Bilanzkreise besteht. Außerdem wird mehr negative Regelleistung benötigt, was letztendlich die Systemkosten erhöht.

Abschließend sieht der VKU die willkürliche Festlegung des Mindestpreises von 20.000 Euro/MWh kritisch. So kann beispielsweise ein BKV mit einer nur geringfügigen, unvermeidbaren Prognoseabweichung in seinem Bilanzkreis sehr hohe Kosten aufgrund des Einsatzes der Kapazitätsreserve übertragen bekommen, obwohl die ursprüngliche Aktivierung der Kapazitätsreserve auf ein weitaus größeres Ungleichgewicht im Bilanzkreis eines Dritten (z. B. aufgrund eines Kraftwerksausfalls) zurückgeht. Der Preis sollte daher abgesenkt werden.

Position 2: Langfristverträge und Preisspitzen sind keine Rahmenbedingungen für langfristige, nachhaltige Investitionen in Erzeugungskapazitäten und Flexibilitätsoptionen.

Generell sind die Vorstellungen des BMWi zur **freien Preisbildung** zu begrüßen. Da keine konkreten Schritte zu erkennen sind, wie nicht reversible Regelungen eingeführt werden sollen, bleibt fraglich, wie belastbar diese Vorstellungen sind. Eine gesetzliche Zielbestimmung hindert weder den aktuellen noch den künftigen Gesetzgeber, in das Marktgeschehen einzugreifen und Preisspitzen zu begrenzen.

Preisspitzen treten unregelmäßig auf, sind schwer prognostizierbar und deshalb eine unsichere **Grundlage für Investitionsentscheidungen**. Es ist nicht garantiert, dass ggf. anhaltende Knappheitspreise von den politisch Verantwortlichen ausgehalten werden. Eine gesetzliche Zielbestimmung hindert weder den aktuellen noch den künftigen Gesetzgeber in das Marktgeschehen einzugreifen und Preisspitzen zu begrenzen.

Aus Sicht des VKU setzt ein auf Preisspitzen basierender Markt, wenn überhaupt, lediglich Anreize für schnell abschreibbare Kapazitäten mit geringen Fixkosten und hohen Betriebskosten, wie Gasturbinen. Ökonomisch nachhaltige und klimafreundliche Technologien, wie die Kraft-Wärme-Kopplung, Speicher oder andere moderne Kraftwerke, haben in diesem Markt keine Chance.

Mit Blick auf die fortschreitende **Integration der europäischen Energiemärkte** ist es erfreulich, dass die weitere Entwicklung europäisch eingebettet werden soll und sich ein

Teil der EU-Mitgliedsstaaten darauf geeinigt hat, die freie Preisbildung nicht behindern zu wollen.

Abgesehen davon, dass diese Zusage nicht verlässlich und schon gar nicht völkerrechtlich bindend ist, existiert in Europa tatsächlich kein einheitliches Vorgehen in Richtung auf den im Weißbuch vorgeschlagenen Strommarkt 2.0. Andere große Mitgliedsstaaten haben Kapazitätsmärkte oder ähnliche Mechanismen eingeführt oder diskutieren diese. Diese Mechanismen werden Auswirkungen auf Preisspitzen im deutschen Markt haben.

Der Kapazitätsmarkt in Frankreich zum Beispiel reizt Kapazitäten an, die Kraftwerke in Deutschland substituieren können.

Sie kappen in Deutschland Preisspitzen und führen dazu, dass mehr Strom importiert wird. Dieser Strom wird damit über die vom BMWi abgelehnten Mechanismen finanziert. Es tritt mithin eine erhebliche Wettbewerbsverzerrung zu Lasten deutscher Kraftwerksbetreiber ein.

Während heute und mittelfristig beim **Lastmanagement** noch günstig „low-hanging fruits“ geerntet werden können, ist davon auszugehen, dass dies im Zeitverlauf und mit dem Abbau der Überkapazitäten im Kraftwerkssegment immer komplexer und teurer für die betroffenen Industrieunternehmen wird. Zusätzlich ist die Kraftwerksstruktur im Hinblick auf die angestrebte Dekarbonisierung der Stromerzeugung anzupassen.

Beide Maßnahmen müssten sich in einem Strommarkt 2.0 zum einen über Preisspitzen und zum anderen über langfristige Verträge refinanzieren. Die Vertragslaufzeiten und die Investitionszeiträume fallen jedoch auseinander. Während die Investitionszeiträume in der Regel sehr lang sind, werden Kunden, wie Haushalte oder auch Industrieunternehmen, keine so langfristigen Verträge abschließen.

Damit müssten Vertriebe auf Basis von Erwartungen in Vorleistung gehen und Verträge über gesicherte Leistung abschließen, ohne einen entsprechend langfristigen „Gegenwert“ auf der Kundenseite verbuchen zu können. Energieerzeuger benötigen für eine fundierte Investitionsentscheidung einen gesicherten Cash Flow und werden auf Basis ungewisser Spitzenpreise keine millionenschweren Investitionsentscheidungen treffen.

Das vom VKU vorgeschlagene Modell des dezentralen Leistungsmarkts strukturiert hingegen diesen Prozess. Mit den Leistungszertifikaten wird ein Standardprodukt geschaffen, mit dem sich Vertriebe langfristig absichern können und z. B. bei sinkender Nachfrage verkaufen können. Im vom Wirtschaftsministerium geschaffenen Rahmen müssten diese Fälle einzeln mit hohen Transaktionskosten verhandelt werden.

Position 3: Eine generelle Verschärfung der Bilanzkreisverantwortung ist nicht notwendig und setzt die falschen Anreize.³

Grundsätzlich ist zu kritisieren, dass im Strommarkt 2.0 allein der **Bilanzkreisverantwortliche** (BKV) für die Versorgungssicherheit herangezogen wird. Vielmehr sollten alle Marktakteure ihren Beitrag leisten.

Das Weißbuch führt die bereits im Grünbuch angestrebte Verschärfung der Bilanzkreistreue nur teilweise weiter aus. Dabei fehlen weiterhin konkrete Ausführungen, um die Maßnahmen und deren Auswirkungen abschließend bewerten zu können.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass schon im heutigen System **starke finanzielle Anreize** zur Bilanzkreistreue für Vertriebs- und Handelsbilanzkreise gegeben sind und für das Funktionieren des Strommarkt 2.0 keine weiteren Verschärfungen in den genannten Bilanzkreisen notwendig sind.

Darüber hinaus soll eine höhere Verursachergerechtigkeit erreicht werden, indem die Regelleistungsvorhaltekosten internalisiert werden. Dies ist jedoch, insbesondere bei der Sekundärregelleistung, fraglich.

Die Sekundärregelleistung wird auch für innerviertelstündliche Abweichungen genutzt. Angesichts eines viertelstündlichen Bilanzierungsintervalls für BKV lassen sich die Vorhaltungskosten für die Sekundärregelleistung nicht verursachergerecht zuordnen. Dementsprechend ergibt sich aus diesem Vorschlag keine höhere Anreizwirkung zur Bilanzkreistreue. Außerdem erhöht die Regelleistung die Systemsicherheit für alle Netznutzer und sollte daher auch weiterhin über die Netzentgelte solidarisiert werden.

Der VKU gibt zu bedenken, dass die Maßnahme „Bilanzkreis für jede Viertelstunde abrechnen“ zu **unsachgemäßen und nicht verursachergerechten Pönalisierungen** für BKV führt.

Dies ist z. B. der Fall, wenn ein Übertragungsnetzbetreiber Maßnahmen zum Einspeisemanagement ergreift, welche nicht ursächlich durch Prognoseabweichungen der Marktakteure verursacht sind, sondern z. B. durch netztechnische Probleme, wie beispielsweise der Stromausfall am 04.11.2006. Dann sind die Kosten nicht den Bilanzkreisen zuzuordnen, sondern dem engpassverursachenden Netzbetreiber. Dieses Verfahren hat sich bewährt und sollte daher beibehalten werden.

Weiterhin ist aus Sicht des VKU bei allen Maßnahmen zur Stärkung der Bilanzkreistreue die **Anreizwirkung zweifelhaft**.

³ Anlage 3: Positionspapier zur Stärkung der Bilanzkreisverantwortung

Bilanzkreise können aufgrund von unvermeidbaren Prognoseabweichungen unterdeckt sein (z. B. infolge nicht prognostizierbarer Abnahmeschwankungen bei Endkunden). Die Bilanzkreisverantwortlichen haben derzeit kaum eine Möglichkeit, einen unverschuldet unterdeckten Bilanzkreis nachzusteuern. Die Echtzeitdaten von Kunden mit registrierender Leistungsmessung und zukünftig von Kunden mit Zählerstandsgangmessung liegen allein nur den Netzbetreibern vor, welche die Daten nicht in Echtzeit an die Bilanzkreisverantwortlichen weitergeben. Die Bilanzkreisverantwortlichen können damit nicht untätig aktiv werden und ihre Bilanzkreise ausgleichen.

Deshalb müssten entweder die Lieferfristen für die Netzbetreiber verkürzt oder eine Plattform geschaffen werden, in der die Bilanzkreisverantwortlichen die Echtzeitdaten einsehen könnten. Diese Maßnahmen sind für das Gesamtsystem mit Kosten verbunden.

Da Vertriebsbilanzkreise nicht vollständig untätig nachgesteuert werden können, werden vor allem konservative Unternehmen aus Gründen der Risikoabsicherung ihren Bilanzkreis permanent überspeisen. So beugen sie dem nicht kalkulierbaren Risiko hoher Ausgleichsenergiekosten bei einem nicht erfolgten Closing vor.

Insbesondere kommunale Unternehmen können nicht das Risiko eingehen, dass im Fall einer ausbleibenden Markträumung extrem hohe Ausgleichsenergiekosten auftreten. Daher werden sie die Beschaffung auf den Terminmarkt beschränken, um die Risiken infolge hoher Ausgleichsenergiekosten und extremer Preisspitzen auf dem Spotmarkt zu umgehen. Dieses Vorgehen führt letztendlich für die Endkunden (und insbesondere die grundversorgten Kunden) zu deutlich höheren Preisen, da die kommunalen Unternehmen nicht mehr die Beschaffungsvorteile am Spotmarkt ausschöpfen werden.

Abschließend gibt der VKU zu bedenken, dass sowohl im Zuge der Einführung der Kapazitätsreserve als auch der anderen Maßnahmen zur Stärkung der Bilanzkreistreue die Infrastruktur beim BKV angepasst werden müsste.

Dies wäre insbesondere bei kleineren Bilanzkreisverantwortlichen mit einem unverhältnismäßig hohen Aufwand verbunden oder würde einen Dienstleister erfordern (z. B. erfordert der Aufbau eines 24/7-Handelsbetriebes fünf bis sieben zusätzliche Mitarbeiter). Dies wiederum treibt die Kosten für die Bilanzkreisverantwortlichen und somit in letzter Konsequenz auch für die Endkunden in die Höhe.

Position 4: Das Weißbuch lässt zentrale Wechselwirkungen zwischen den Maßnahmen außer Acht.

Die vorgeschlagenen Maßnahmen und Schwerpunkte haben Wechselwirkungen mit anderen Maßnahmen.

Wechselwirkung zwischen Lastmanagement und Preisspitzen

Lastmanagement kann **Preisspitzen** dämpfen. Denkt man das Szenario des Bundeswirtschaftsministeriums weiter, würde die starke Nutzung von Lastmanagement Preisspitzen dämpfen und dazu führen, dass sich sowohl Kraftwerke als auch Lastmanagementmaßnahmen in einem allein auf Preisspitzen beruhenden Investitionsumfeld nicht refinanzieren könnten.

Wechselwirkung zwischen Lastflexibilität und volkswirtschaftlich sinnvollen Anreizen

Großverbraucher stellen heute schon **Lastflexibilität** zur Verfügung. Sie tun das nur eingeschränkt, weil der Fokus von Industrieunternehmen in der Produktion von Gütern liegt und nicht in der Ausrichtung ihres Betriebs auf den Strommarkt. **Volkswirtschaftlich** betrachtet stellt sich hier die Frage, ob es sinnvoll ist, Anreize für die Industrie zu setzen, ihre Prioritäten aus ihrem originären Geschäftsfeld in Richtung eines energiewirtschaftlichen Engagements zu überdenken. Darüber hinaus ist die Nutzung von Lastmanagement kein Automatismus. Die Wirtschaft selbst äußert sich dahingehend, dass sie nur freiwillig und nach individueller betriebswirtschaftlicher Attraktivität Lastmanagement bereitstellen möchte.

Wechselwirkung zwischen Aggregatoren und Bilanzkreistreue⁴

Die neue **Marktrolle „Aggregator“** wird im Weißbuch als zentraler Bündler von Flexibilität gesehen. Die Rolle kann grundsätzlich sowohl von einem Energieversorgungsunternehmen als auch von einem unabhängigen Dritten eingenommen werden.

Die Ausgestaltung der Marktrolle des Aggregators hat erhebliche Auswirkungen auf die **Bilanzkreise und die Bilanzkreistreue**. Daher müssen klare Regelungen geschaffen werden. Eine Flexibilisierungsmaßnahme, insbesondere durch einen unabhängigen Aggregator, verursacht nicht vorhersehbare Ausgleichsenergiekosten und bei mehreren flexiblen Abnehmern ggf. Ungleichgewichte im betroffenen Bilanzkreis.

So kann die Situation auftreten, dass der BKV Energie beschafft, die aber durch eine Flexibilisierungsmaßnahme nicht oder außerplanmäßig erst zu einem späteren Zeitpunkt abgenommen wird. Der Aggregator sollte gegenüber dem BKV für die beschaffte, aber nicht abgenommene Energie eine Ausgleichszahlung leisten und für die sogenannten Nachholmengen verantwortlich sein, also energiewirtschaftliche Verantwortung übernehmen. Andernfalls würden diese Mengen für Energieversorgungsunternehmen ein nicht kalkulierbares Risiko darstellen, da zu einer ungewissen Zeit eine unbekannte Menge Strom zu einem unbekanntem Preis beschafft werden müsste. Bei mehreren flexiblen Abnehmern in einem Bilanzkreis kann dies zu erheblichen Ungleichgewichten führen, die weit über das gewöhnliche Prognoserisiko hinausgehen.

⁴ Anlage 4: Positionspapier zur Marktrolle Aggregator und Anlage 5: Positionspapier Neue Marktrollen für das Intelligente Energiesystem

Da Verstöße gegen die Bilanzkreistreue und damit zu einem viertelstündlich ausgeglichenen Bilanzkreis noch stärker pönalisiert werden sollen, muss sichergestellt werden, dass der BKV seinen Bilanzkreis auch entsprechend bewirtschaften kann. Dies geht nicht, wenn die Bilanzkreisführung durch Aktivitäten eines Dritten negativ beeinflusst wird.

Wechselwirkungen zwischen der Preiszone und der Vollendung des europäischen Binnenmarkts

Weiterhin sollte beachtet werden, dass sich die im Weißbuch unter Verweis auf eine innerdeutsche Preiszone angedeutete mögliche Aufgabe der **deutsch-österreichischen Preiszone** auf Strompreise und die Vollendung des **europäischen Binnenmarktes** auswirkt.

Die deutsch-österreichische Preiszone ist der Kernpfeiler des europäischen Binnenmarktes. Angesichts der Formulierung im Weißbuch und der laufenden Diskussionen auf europäischer Ebene, aber auch vor dem Hintergrund des Vorschlags der BNetzA, ab 2019 an der deutsch-österreichischen Grenze Maßnahmen zur Engpassbewirtschaftung einzuführen, spricht sich der VKU weiterhin für eine gemeinsame deutsch-österreichische Preiszone aus.

Wechselwirkungen zwischen Markt und Netz

Die Ausrichtung der Steuerung des Gesamtsystems auf die **Großhandelspreise** ist einseitig und vernachlässigt die **Wechselwirkungen zwischen Markt und Netz**. Um Versorgungszuverlässigkeit zu gewährleisten, muss auch die regionale bzw. lokale Netzsituation berücksichtigt werden. Die notwendigen Instrumente und Regeln hierzu sind zu erarbeiten, damit der Netzbetreiber das Netz als Smart Grid für den Markt und die Umsetzung der Energiewende zur Verfügung stellen kann.

Bei der Ausrichtung der Netzentgelte auf die Flexibilitätsoptionen ist zu beachten, dass eine zu starke zeitliche Dynamisierung der Netzentgelte das Risiko zu hoher Transaktionskosten und gegenläufiger Steuerungssignale beinhaltet, wenn Großhandelspreise und Knappheitssituationen im Netz auseinanderfallen. Die Wirkung gegenläufiger Signale von Großhandelspreisen und Netzentgelten ist daher kritisch zu prüfen. Dabei ist u. a. zu untersuchen, ob die Bereitstellung des Smart Grids für den Markt durch eine stärkere Leistungs- bzw. Grundpreisorientierung der Netzentgelte erfolgen kann.⁵

⁵ Anlage 6: Positionspapier: Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik in den Stromverteilernetzen

Wechselwirkungen zwischen den Sektoren Strom und Wärme

Die Dynamik der Energiewende kann es in Zukunft notwendig machen, die **KWK**-Standorte neu zu strukturieren. Die Abschaffung der **vermiedenen Netzentgelte**⁶ für ab 2021 in Betrieb genommene Anlagen würde diese Neustrukturierung und damit die Nutzung der Flexibilitätsoption KWK für die Energiewende gefährden. Gerade in Ballungsräumen sind KWK-Anlagen eine wichtige netzstützende Flexibilitätsoption. Im Rahmen einer ganzheitlichen Energiewende, die nicht nur den Strom-, sondern auch den Wärmemarkt berücksichtigt, können sie über Power to Heat und Power to Gas einen Ausgleich zwischen diesen beiden Märkten schaffen.

Schlussendlich bleibt in der Diskussion das Potential von **Hybridnetzen**, also eines energiedomänenübergreifenden Energiesystems, unberücksichtigt. Hierbei liefert beispielsweise die Nutzung der gut ausgebauten Gasnetzinfrastur eine weitere Flexibilitätsoption, die im Strommarkt 2.0 leicht zu erschließen wäre. Bestehende Flexibilitätshemmnisse müssen daher abgebaut werden, um ein Level-Playing-Field zu schaffen.

SCHLUSSFOLGERUNGEN

Das Bundeswirtschaftsministerium setzt in seinem Ansatz vor allem auf Preisspitzen und Langfristverträge für Kapazitäten und die Flexibilisierung des Marktes. Zusätzlich soll das System über eine Kapazitätsreserve abgebildet werden.

Das Bundeswirtschaftsministerium stellt die marktliche Organisation des Strommarkt 2.0 in den Vordergrund und sieht in einem Kapazitätsmechanismus zu große Eingriffe in den Markt. Die vom Bundeswirtschaftsministerium vorgeschlagenen Maßnahmen bedeuten jedoch ebenso große Eingriffe.

So nimmt das BMWi Einfluss auf den wettbewerblich organisierten Großhandels- und Endkundenmarkt, indem es die Verantwortung für die Versorgungssicherheit über die Vertriebe und Händler – insbesondere Bilanzkreisverantwortliche – organisiert. Obwohl auch nach Auffassung des BMWi das bisherige System gut funktioniert, wird mit weiteren Regulierungsvorgaben, wie z. B. der Kapazitätsreserve sowie mit der geplanten Verschärfung der Bilanzkreistreue, stark in den Strommarkt eingegriffen. Damit distanziert sich das BMWi immer weiter von einem liberalisierten Markt, mit entsprechend negativen Auswirkungen auf die Endkundenpreise. Ähnlich kritisch sind auch die vorgesehenen neuen Befugnisse der Regulierungsbehörde BNetzA zu bewerten.

Das Maßnahmenpaket ist kurzfristig gedacht und funktioniert im aktuellen Marktumfeld, das von Überkapazitäten geprägt ist. Mittelfristig, ab Anfang der 20er Jahre, wird der regulierte Teil des Marktes wachsen und die Versorgungssicherheit

⁶ Anlage 7: Positionspapier: Vermiedene Netznutzungsentgelte (vNNE) für dezentrale Erzeugung im Zuge der Energiewende

gefährdet. Darüber hinaus ist die Kombination aus Strommarkt 2.0 und einer Kapazitätsreserve wesentlich teurer als der vom VKU vorgeschlagene dezentrale Leistungsmarkt.

Es braucht daher eines langfristigeren Blicks und der Entwicklung von Alternativszenarien zum Strommarkt 2.0.

Ziel des Prozesses zum Strommarktdesign sollte ein übergreifender Ansatz und keine Ansammlung von Maßnahmen sein. Dieser Ansatz sollte allen Technologien die Möglichkeit geben, sich zu beteiligen.

Der dezentrale Leistungsmarkt schafft einen technologieoffenen Marktplatz für alle Kapazitäten, die gesicherte Leistung anbieten können. Das gilt sowohl für Erzeugungskapazitäten, wie konventionelle Kraftwerke und Biomasse, als auch für Flexibilitätsoptionen, wie Lastmanagement und Speicher.

Das Weißbuch bietet Ansätze, um den Strommarkt langfristig weiter zu entwickeln. So sollten bei der Ausgestaltung der Maßnahme „Versorgungssicherheit überwachen“ Indikatoren und darauf folgende nächste Schritte entwickelt werden. Diese Indikatoren zeigen an, ob die Versorgungssicherheit bzw. andere Elemente des energiepolitischen Dreiecks gefährdet sind. In diesem Fall sollte automatisch in einen Kapazitätsmarkt übergegangen werden. Auch bei der Kapazitätsreserve bieten sich Ansatzpunkte. So könnte die Kapazitätsreserve bis 2020, wie von den Koalitionsfraktionen beschlossen, mit Braunkohlekapazitäten betrieben werden. Sie wäre dann ein Instrument, mit dem der Minderungsbeitrag der Energiewirtschaft erbracht werden kann. Danach sollte die Reserve in einen wettbewerblichen Kapazitätsmechanismus übergehen.

Anlagen

- 1) Kurzbewertung der vorgeschlagenen Maßnahmen in Kapitel 5 des Weißbuchs
- 2) Positionspapier zur Ausgestaltung der Kapazitätsreserve und offenen Fragen im Rahmen des Weißbuchs
- 3) Positionspapier zur Stärkung der Bilanzkreisverantwortung
- 4) Positionspapier zur Marktrolle Aggregator
- 5) Positionspapier: Neue Markttrollen für das Intelligente Energiesystem
- 6) Positionspapier: Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik in den Stromverteilernetzen
- 7) Positionspapier: Vermiedene Netznutzungsentgelte (vNNE) für dezentrale Erzeugung im Zuge der Energiewende
- 8) Stellungnahme zum Diskussionspapier der Bundesnetzagentur zu einem Marktstammdatenregister (MaStR)
- 9) Positionspapier: 7 Eckpunkte für das „Verordnungspaket Intelligente Netze“ des BMWi