

zum

Weißbuch des BMWi „Ein Strommarkt für die Energiewende“ (Juli 2015)

24. August 2015

Zusammenfassung

VIK begrüßt das vom BMWi vorgelegte Weißbuch als Grundlage für den anstehenden Reformprozess zum Strommarktdesign. Die Grundsatzentscheidung für eine Weiterentwicklung hin zu einem Strommarkt 2.0 und gegen die Einführung eines Kapazitätsmechanismus zum jetzigen Zeitpunkt wird unterstützt. Sollte es trotz dieser Ertüchtigung des derzeitigen Strommarktes zukünftig zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit kommen, wird sich der VIK bei der rechtzeitigen Ausgestaltung entsprechender Maßnahmen selbstverständlich einbringen.

Als zentralen Bestandteil des weiterentwickelten Strommarktes hat das BMWi die Rolle der Flexibilität identifiziert. VIK begrüßt die Anerkennung dieses wichtigen Aspektes. Zukünftig kommt es auf eine konsequente Umsetzung an, damit Flexibilitätshemmnisse abgebaut werden, um die Potenziale von flexiblen Kraftwerken und Speichern, aber v.a. des Lastmanagements in Industrie und Gewerbe sowie auch im Haushaltsbereich sowie der Eigenerzeugungsanlagen im Rahmen der wirtschaftlich-technischen Möglichkeiten zu nutzen. Die regulatorischen Rahmenbedingungen müssen so ausgestaltet werden, dass die Preissignale des Stromgroßhandelsmarktes wirksam werden können und gleichzeitig netz- und systemdienliches Verhalten stützen. Vor diesem Hintergrund sind Änderungen am Regel- und Ausgleichensystem sowie an der Netzentgeltsystematik mit Augenmaß vorzunehmen. Zudem muss die stromwirtschaftliche Rolle einer konstanten Lastaufnahme weiterhin berücksichtigt werden, daher behalten die bewährten Maßnahmen und Anreize zur lastseitigen Unterstützung der Spannungs- und Frequenzhaltung auch in einem Strommarkt 2.0 ihre Bedeutung.

Die Rolle der Eigenerzeugung als Basis für flexibles Verbrauchsverhalten, effiziente CO₂-Reduktion sowie wettbewerbsfähige und sichere Energieversorgung der Industrie muss durch geeignete Rahmenbedingungen gestärkt werden. Dazu gehört in erster Linie die dauerhafte Nichtbelastung von bestehenden Eigenversorgungen mit der EEG-Umlage.

Die Nutzung der Flexibilitätspotenziale muss daher immer durch den Abbau von Hemmnissen und die Schaffung von wirtschaftlichen Anreizen erfolgen. Im Bereich der lastseitigen Flexibilität seitens der Industrie bzw. der Letztverbraucher kann die Bereitstellung entsprechender Potenziale immer nur im Rahmen der Erfüllung der Hauptaufgabe

erfolgen – und diese besteht für die Industrie in der Sicherstellung der Industrieproduktion. Die Bereitstellung von Flexibilitäten zur Sicherung der Stromversorgung ist nicht der Hauptzweck industrieller Produktionsanlagen oder der Bahnenergieversorgung.

Bei allen Reformarbeiten am Strommarkt der Zukunft muss dabei die Prämisse gelten, dass die Sicherheit der Stromversorgung gewährleistet und die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Industrie gesichert bleiben. Die Einführung einer Kapazitätsreserve erscheint in diesem Zusammenhang zumindest zum jetzigen Zeitpunkt dennoch nicht notwendig, insbesondere in der vorgesehenen wenig wettbewerblichen Ausgestaltung als Instrument, das v.a. der Stilllegung von Braunkohlekapazitäten dient.

Es ist zu begrüßen, dass das Weißbuch ein ständiges Monitoring der Versorgungssicherheit vorsieht, das es ermöglicht, rechtzeitig mit flankierenden Maßnahmen zu reagieren, falls es trotz der vorgesehenen Ertüchtigung des Strommarktes zukünftig zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit kommen sollte.

Anmerkungen zur Grundsatzentscheidung

Das künftige Strommarktdesign muss für einen effizienten Kraftwerkseinsatz bei wachsenden Anteilen erneuerbarer Energien sorgen und zugleich Versorgungssicherheit gewährleisten. Die Sicherheit der Stromversorgung ist für die Industrie von besonderer Wichtigkeit und stellt einen wesentlichen Standortfaktor dar. Zugleich muss Versorgungssicherheit zu wettbewerbsfähigen Kosten für die Unternehmen gewährleistet werden und für Verbraucher bezahlbar bleiben. Die mit dem Weißbuch getroffene Grundsatzentscheidung wird das Stromversorgungssystem für die nächsten Jahre wesentlich prägen und ist daher von entscheidender Bedeutung. Vor diesem Hintergrund ist zu begrüßen, dass nach langer Diskussion eine Grundsatzentscheidung vorliegt. Denn damit wird die Unsicherheit, die die Marktakteure derzeit von langfristigen Investitionsentscheidungen abhält, reduziert.

Das Weißbuch trifft die Grundsatzentscheidung zugunsten des Modells „Strommarkt 2.0“, d.h. die Modernisierung des bestehenden Großhandelsmarktsystems bei gleichzeitigem Verzicht auf die Einführung eines expliziten Kapazitätsmechanismus. VIK begrüßt diese Entscheidung, denn sie setzt auf marktliche und wettbewerbliche Lösungen anstatt auf die Schaffung weiterer administrativer und regulierender Instrumente. Kernelement dieses ertüchtigten Strommarktes ist die Erhöhung der Flexibilität sowohl auf Angebots- als auch auf Nachfrageseite. Die Industrie kann hier mit ihren Potenzialen zum Lastmanagement, gerade auch in Verbindung mit industrieller Eigenerzeugung, wesentliche Beiträge leisten. Dazu sind der Abbau von Flexibilitätshemmnissen sowie das Setzen angemessener wirtschaftlicher Anreize wichtig. Die entsprechenden Ansätze des Weißbuches werden weiter unten im Detail beleuchtet. Dabei ist darauf zu achten, dass bereits bestehende Flexibilitätsinstrumente nicht abgeschafft werden. Dies gilt etwa für die Abschaltverordnung, die bis Ende 2015 befristet ist. Die in jüngster Zeit häufigeren Einsätze dieser Systemdienstleistung zeigen, dass sich das Instrument bewährt hat. Hier bietet sich eine Verlängerung der Regelung an, wobei die Teilnahmekriterien angepasst werden sollen, um möglichst vielen geeigneten Anbietern die Teilnahme an diesem sinnvollen Instrument zu eröffnen.

Der Verzicht auf einen Kapazitätsmechanismus zum jetzigen Zeitpunkt ist zu begrüßen. Neben grundsätzlichen Bedenken sprechen auch die derzeit im relevanten Markt (sowohl in Deutschland als auch in den benachbarten europäischen Staaten) existierenden Überkapazitäten gegen einen solchen Mechanismus. Voraussetzung für die Nutzung europäischer Kapazitäten sind allerdings hinreichende grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten (Kuppelstellen). Die Überkapazitäten stellen unter diesen Voraussetzungen aber auch die vorgesehene Schaffung einer Kapazitätsreserve in Frage – ein solches Instrument ist nach VIK-Einschätzung zumindest derzeit nicht erforderlich. Seine geplante Einführung

zeugt vielmehr davon, dass das im Weißbuch geäußerte Vertrauen in den weiterentwickelten Strommarkt offenbar doch nicht so stark ist. Anders wäre die zusätzliche Absicherung durch eine Kapazitätsreserve nicht zu erklären. Die in diesem Kontext geplante Überführung alter Braunkohlekraftwerke in die Reserve ist kritisch zu sehen, denn durch eine solche administrativ verfügte Stilllegung von Kraftwerken, die derzeit am Markt wirtschaftlich betrieben werden können, wird ein möglicher Bedarf für eine Reserve ja gerade erst ausgelöst. Insofern ist diese Maßnahme unter Versorgungssicherheitsaspekten kontraproduktiv.

Das für die Braunkohlereserve angeführte Argument, dadurch nationale Klimaziele erreichen zu wollen, ist vor dem Hintergrund des europäischen Emissionshandels weiterhin nicht haltbar, denn die durch die faktische Stilllegung von Kraftwerken freiwerdenden CO₂-Zertifikate werden in anderen EU-Staaten bzw. Wirtschaftssektoren genutzt werden, so dass sich innerhalb des Emissionshandelssystems keine tatsächliche CO₂-Vermeidung ergibt. Es könnte lediglich eine bilanzielle nationale CO₂-Reduzierung errechnet werden, mit der aber kein echter Klimaschutzeffekt verbunden ist.

Aus klimapolitischer Sicht ist die „Braunkohlenkapazitätsreserve“ das Resultat aus der Diskussion um den BMWi-Vorschlag eines Klimabeitrages von Anfang März dieses Jahres. Das Instrument des Klimabeitrages hätte die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten unnötig erheblich erhöht. Eine CO₂-Minderung wäre – wenn überhaupt – nicht auf dem Weg der geringsten Kosten erfolgt. Daneben wären aber auch Strompreissteigerungen mit entsprechenden negativen Auswirkungen im Bereich der Arbeitsplätze und der Standortattraktivität Deutschlands zu erwarten: Die offensichtliche Verteuerung der industriellen Standortversorgung mit Strom und Dampf hätte damit effizient ausgelegte energieintensive Industrieproduktionen gefährdet. Darüber hinaus ist der nationale Klimaschutzbeitrag ordnungspolitisch fragwürdig und stößt auf rechtliche Bedenken. Daher ist das Instrument des nationalen Klimabeitrages, ungeachtet der Kritik an der Braunkohlekapazitätsreserve, klar abzulehnen.

Anstelle der Einführung einer Kapazitätsreserve zum jetzigen Zeitpunkt erscheint zunächst die Durchführung des im Weißbuch vorgeschlagenen verbesserten Versorgungssicherheits-Monitorings sinnvoll. Dieses Monitoring soll v.a. den probabilistischen Charakter von Versorgungssicherheit sowie länderübergreifende Ausgleichseffekte berücksichtigen. Falls sich auf Basis der Monitoringergebnisse zu einem späteren Zeitpunkt ein entsprechender Bedarf zeigen sollte, kann dann eine Reserve eingeführt werden bzw. können weitere Instrumente geprüft werden.

Die wenigen Ausführungen des Weißbuchs zur Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung im zukünftigen Marktdesign werden der Bedeutung dieser Technologie nicht gerecht. Im Bereich der industriellen Eigenversorgung spielt KWK eine dominierende Rolle. In Industrieprozessen besteht ein erheblicher Wärme- und Dampfbedarf – rund 200 TWh –, der auf absehbare Zeit nicht aus erneuerbaren Energien gedeckt werden kann. Wenn hierfür also ohnehin fossile Brennstoffe genutzt werden müssen, sollte dies so effizient und CO₂-sparend wie möglich erfolgen. Dies erfordert den Einsatz von KWK-Technologie, um durch die mit der Wärmeerzeugung gekoppelte Stromerzeugung eine effiziente Ausnutzung des eingesetzten Brennstoffes zu ermöglichen. Um dies zu gewährleisten, darf die industrielle KWK gegenüber der KWK in der öffentlichen Versorgung im Hinblick auf finanzielle Förderung nicht schlechter gestellt werden, da ansonsten die Unwirtschaftlichkeit der Anlagen droht und damit die gekoppelte Erzeugung zugunsten von separater Wärmebereitstellung aufgegeben wird, mit entsprechend negativen Auswirkungen auf Energieeffizienz und CO₂-Vermeidung.

Anmerkungen zu den vorgeschlagenen Einzelmaßnahmen

1. Preisbildung am Strommarkt

Maßnahme 1: Freie Preisbildung am Strommarkt garantieren

Maßnahme 2: Kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht transparenter machen

Maßnahmen 1 und 2 befassen sich mit der Sicherstellung einer freien Preisbildung am Strommarkt. Hierzu soll eine gesetzliche Zielbestimmung klarstellen, dass der Staat nicht in die Preisbildung eingreift. Zudem soll ein kartellrechtlicher Leitfaden den Unternehmen eine Hilfestellung an die Hand geben, unter welchen Umständen Mark-Ups, d.h. Gebote oberhalb der Grenzkosten, zulässig sein sollen.

VIK erkennt an, dass eine freie Preisbildung im Rahmen des Stromgroßhandelsmarktes eine notwendige Voraussetzung für ein effizientes Marktergebnis ist. Die Großhandelspreise senden Signale, auf die die Marktakteure in ihrem Erzeugungs- bzw. Verbraucherverhalten flexibel reagieren können. Auftretende Preisspitzen senden Signale für Investitionen in Erzeugungskapazitäten, aber auch in Speicher oder Lastmanagementmaßnahmen. Insofern sind die vorgeschlagenen Maßnahmen grundsätzlich zu begrüßen. Es stellt sich aber die Frage, ob sie mit ausreichender Sicherheit dazu führen, dass potenzielle Investoren darauf vertrauen, dass staatliche Eingriffe ausbleiben. Eine Zielbestimmung mit Gesetzesrang kann im Zweifelsfall durch eine Gesetzesänderung aufgehoben werden. Zudem spielen nicht nur direkte Eingriffe des Staates in die Preisbildung am Strommarkt eine Rolle. Auch regulatorische Eingriffe auf anderen Gebieten haben indirekte Auswirkungen auf die Preisbildung. So könnten sich beispielsweise Eingriffe im Bereich des Emissionshandels oder bei umweltrechtlichen Vorgaben für Kraftwerke deutlich auf die Häufigkeit und die Höhe von Preisspitzen auswirken und damit Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen von Investoren verändern.

Die Politik müsste sich daher ebenfalls glaubwürdig dazu verpflichten, solche indirekten Eingriffe zu unterlassen, um den Marktakteuren das Vertrauen zu geben, das notwendig ist, um die erforderlichen Investitionen in Angriff zu nehmen. Auch im Hinblick auf den geplanten kartellrechtlichen Leitfaden gilt, dass dieser hinreichend klar sein muss, um den Unternehmen eine verlässliche Orientierung zu geben, welches Gebotsverhalten am Markt unter welchen Umständen zulässig ist. Eine Abstimmung mit den EU-Kartellbehörden ist darüber hinaus unerlässlich, um Eingriffe von dieser Seite auszuschließen.

Daneben ist grundsätzlich anzumerken, dass das Preissignal aus dem Stromgroßhandelsmarkt als Leitgröße für Investitions- und Verhaltensentscheidungen der Akteure zwar sinnvoll ist. Allerdings ist zu beachten, dass es nicht das einzige Kriterium sein kann. So können sich Erfordernisse aus dem Strommarkt und im Netzbereich durchaus unterscheiden. Zum Beispiel wären niedrige Strompreise als Folge hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien ein Signal dafür, dass der Markt zu diesem Zeitpunkt eine Erhöhung des Stromverbrauchs benötigt. Zugleich kann es aber der Fall sein, dass unter Netzgesichtspunkten (ggf. regional) ein Minderbezug erforderlich ist, weil das Netz bereits stark ausgelastet ist. Eine Reaktion auf das Preissignal des Großhandelsmarktes muss daher im Kontext der Leistungsfähigkeit des Netzes gesehen werden. Eine ausschließliche Reaktion auf das Großhandelspreissignal in dieser Situation ist kontraproduktiv. Dieses Beispiel zeigt, dass im zukünftigen Strommarktdesign das Preissignal des Großhandelsmarktes nicht die alleinige Führungsgröße sein darf. Stattdessen darf die Netzsituation nicht außer Acht gelassen werden. Hier müssen in der Netzentgeltssystematik entsprechende Signale für netzdienliches Verhalten verankert werden. Dieser Aspekt wird weiter unten (vgl. Kap. 5) aufgegriffen.

2. Stärkung der Bilanzkreisverantwortung

Maßnahme 3: Bilanzkreistreue stärken

Maßnahme 4: Bilanzkreise für jede Viertelstunde abrechnen

Mit den Maßnahmen 3 und 4 soll die bereits heute bestehende Verantwortung der Bilanzkreisverantwortlichen zum ausgeglichenen Führen ihres Bilanzkreises gestärkt werden. Dies soll im Rahmen eines Festlegungsverfahrens der BNetzA erfolgen, in dessen Rahmen u.a. die Abrechnung der Vorhaltekosten für Regelleistung über die Ausgleichsenergiepreise geprüft werden soll.

Hier ist zu konstatieren, dass ausgeglichene Bilanzkreise eine zentrale Bedeutung für das Funktionieren des Strommarktes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit haben. Insofern ist eine Überprüfung der bestehenden Anreize sicherlich sinnvoll. Aus Sicht von VIK muss hier zunächst eine vertiefte Bestandsaufnahme erfolgen, in welchen Bereichen sich heute die größten Bilanzungleichgewichte ergeben und inwiefern das auf möglicherweise ungenügende Anreize zur Bilanzkreistreue zurückzuführen ist. Ein Großteil der Bilanzkreisabweichungen entsteht durch Prognoseabweichungen bezüglich der Einspeisung aus erneuerbaren Energien und durch Abweichungen aufgrund ungenauer synthetischer Lastprofile in den Differenzbilanzkreisen. Dieses Problem kann durch höhere Ausgleichsenergiepreise nicht gelöst werden, da diese zumindest in den folgenden beispielhaften Konstellationen keine Anreizwirkung entfalten. Bspw. ist zu vermuten, dass die Kosten für Abweichungen in den Differenzbilanzkreisen vollständig über die Netzentgelte weitergewälzt werden. Außerdem ist die Güte von Prognosen der Einspeisung erneuerbarer Energien nicht unbegrenzt besserbar. Es ist daher in solchen Fällen nicht zu erwarten, dass durch generell höhere Ausgleichsenergiepreise zukünftig diese Differenzbilanzkreise, die heute nicht ausgeglichen sind, ausgeglichener werden. Eine undifferenzierte Erhöhung der Ausgleichsenergiepreise, wie sie z.B. aus der Abrechnung der Vorhaltekosten über die Bilanzkreise resultieren würde, ist daher abzulehnen. Sie würde aufgrund geringerer Portfolioeffekte v.a. kleinere, industriell geführte Portfolios treffen, so dass diese mittelfristig das eigene finanzielle Risiko nicht mehr tragen könnten und in größeren Bilanzkreisen aufgehen würden. Das würde zum einen den Wettbewerb im Strommarkt verringern. Zum anderen würden die Kosten einer Prognoseabweichung und somit das finanzielle Risiko auf den Lieferantenbilanzkreis übertragen und vom letztverbrauchenden Unternehmen „all-inclusive“ eingekauft werden. Hiermit würden die Möglichkeit und der Anreiz zur untätigen Anpassung der Einspeisung und Entnahme sowie zur bestmöglichen Prognostreue durch das einzelne Unternehmen reduziert werden, was wiederum – entgegen der ursprünglichen Absicht – zu einer Verschlechterung der Gesamtprognosegüte führen würde.

Im Bereich der von Netzbetreibern geführten Bilanzkreise (Differenzbilanzkreise) sollte jedoch über effektive Mechanismen zur verstärkten Bilanzkreistreue nachgedacht werden.

Hier erscheinen daher eine bessere Kontrolle der Bilanzkreisbewirtschaftung sowie ein Sanktionsinstrumentarium, auf das die kontrollierende Stelle bei missbräuchlichem Verhalten zurückgreifen kann, sinnvoll. Dieser Kontrollmechanismus sollte auch eine Verpflichtung der ÜNB umfassen, eine gewissenhafte Auswahl und Überprüfung der Bilanzkreisvertragspartner (BKV) vorzunehmen. Hierzu wäre die verpflichtende Einführung von BKV-Zulassungsprozessen oder die Meldung auffälliger Handelspartner an die BNetzA denkbar. Verbesserungen könnten auch über die Weiterentwicklung von Standardlastprofilen und Windprognosen erreicht werden.

Konkrete Einzelmaßnahmen müssen im Zuge des noch in diesem Jahr startenden Diskussionsprozesses über die für 2016 angekündigte Festlegung der BNetzA bewertet werden. Zu einzelnen Vorschlägen des Weißbuchs lässt sich zunächst Folgendes festhalten:

- (teilweise) Abrechnung der Regelenergie-Vorhaltekosten über die Bilanzkreise
Dieser Ansatz scheint auf den ersten Blick überlegenswert, erweist sich jedoch bei näherer Betrachtung als ungeeignet:
 - Bei der Primärregelleistung ergibt sich die Leistungsvorhaltung aus dem deutschen Anteil gemäß den Regularien der ENTSO-E, die 3.000 MW vorsehen, welche dem Ausfall eines der größten im Synchronverbund eingesetzten Kraftwerksblöcke entspricht. Insofern hat die Höhe der Leistungsvorhaltung nichts mit Bilanzkreisabweichungen zu tun, sondern dient der Absicherung bei Kraftwerksausfällen. Eine Kostenbelastung der Bilanzkreisverantwortlichen wäre somit nicht sachgerecht. Nur die tatsächlich abgerufene Regelenergie sollte den Bilanzkreisen in Rechnung gestellt werden.
 - Auch bei der Sekundärregelleistung erfolgt eine Aktivierung mit einer Regelgeschwindigkeit auf kürzeren Zeitskalen. Das heißt innerhalb einer Viertelstunde erfolgen regelmäßig positive und negative Sekundärregelleistungseinsätze. Insofern wäre es nicht verursachungsgerecht, Bilanzkreisverantwortliche auf Basis von Viertelstundenungleichgewichten mit Leistungsvorhaltungskosten für den Regelenergieeinsatz zu belasten, die vielleicht andere Bilanzkreisverantwortliche - mit einer ausgeglichenen Viertelstundenbilanz, aber Schwankungen innerhalb der Viertelstunde - verursacht haben.
 - Eine Einbeziehung des Leistungspreises der Minutenreserve in der Bilanzkreisabrechnung erscheint ebenfalls nicht zielführend. Denn dies würde als Voraussetzung bedingen, dass stets zunächst die Sekundärregelleistung in voller Höhe abgerufen wird, bevor die Minutenreserve aktiviert wird.
- Unabhängig von den vorgenannten Punkten würde eine Einbeziehung der Vorhaltekosten in die Bilanzkreisabrechnung bei einer Bilanzkreisabweichung zu sehr hohen Ausgleichsenergiepreisen führen, da sich das Kostenvolumen erhöht. Dies ist insbesondere für kleine Bilanzkreise, wie sie in der Industrie zu finden sind, mit einem hohen finanziellen Risiko behaftet. Selbst wenn ein solcher Bilanzkreisverantwortlicher in der Regel über eine hohe Prognosegüte verfügt und den Bilanzkreis ausgeglichen bewirtschaftet, würde bspw. bei einer einmaligen unvorhersehbaren Produktionsstörung eine Bilanzkreisabweichung auftreten (hohe Einzelabweichung im Vergleich zum gesamten Bilanzkreisvolumen), die zu erheblichen Kosten führt. Dieses finanzielle Risiko würde zu einer Abkehr von einer eigenen Bilanzkreisbewirtschaftung führen, die Anzahl der Bilanzkreise verringern und damit dem Wettbewerb schaden. Darüber hinaus stellt das Vorhalten von Regelenergie eine Systemsicherheit dar und ist eine Versicherung für alle Letztverbraucher, was das Umlegen der Vorhaltekosten auf alle Kunden in der jeweiligen Regelzone rechtfertigt. Die Inanspruchnahme der Ausgleichsenergie wiederum muss auch weiterhin dem jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt werden.

Im Ergebnis sollte der Ausgleichsenergiepreis zwar ausreichend hoch sein, um eine möglichst hohe Prognosegenauigkeit anzureizen, er darf aber nicht so hoch werden, dass Marktteilnehmer aufgrund des hohen finanziellen Risikos aus dem Markt gedrängt werden. Durch die Einbeziehung der Vorhaltekosten in den Ausgleichsenergiepreis ist zu befürchten, dass hier ein akzeptables Kostenmaximum überschritten werden kann.

- Problematik der Nulldurchgänge in einer Stunde

Dieses Phänomen kann zu hohen Ausgleichsenergiepreisen in einzelnen Stunden führen, obwohl das System stabil ist. Das Problem ist bereits seit längerer Zeit von den Übertragungsnetzbetreibern erkannt worden. Bisher behelfen sich die Übertragungsnetzbetreiber damit, dass sie eine Begrenzung auf den Betrag des größten Absolutwertes aller Arbeitspreise $|AP_{\max}|$ der aktivierten Einzelverträge für SRL und MRL vorgenommen haben. Eine sinnvolle Anpassung des Systems an dieser Stelle ist daher zu begrüßen.

- Bindung des Ausgleichsenergiepreises nicht mehr an den stündlichen Intraday-Preis, sondern ggf. an den Viertelstundenpreis

Grundsätzlich ist in dieser Änderung nichts Nachteiliges zu erkennen. Langfristig wird sich der Strommarkt auf ¼-h-Produkte sowohl im Spot- als auch im Intradaymarkt einstellen müssen. ¼-h-Intradayprodukte sind bereits heute gängige Produkte.

- Überwachung des Ausgleichsenergie-Systems, insbes. der effizienten Bewirtschaftung der Differenzbilanzkreise durch die Netzbetreiber

Wie bereits oben ausgeführt, ist diese Maßnahme sehr zu begrüßen, um die tatsächlichen Ursachen von Bilanzkreisungleichgewichten zu identifizieren und auch, um das bestehende Sanktionsinstrumentarium gezielt anwenden zu können.

3. Europäische Einbettung

Maßnahme 5: Weiterentwicklung des Strommarktes europäisch einbetten

Die in Maßnahme 5 und Handlungsfeld 1 postulierte Einbettung der Weiterentwicklung des deutschen Strommarktes in den europäischen Rahmen ist voll zu unterstützen. Die Vollendung des Strombinnenmarktes durch Umsetzung der Netzkodizes und verstärkten Netzausbau sowie seine Flexibilisierung können zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu möglichst geringen Kosten beitragen.

Dabei muss auch das Zusammenspiel unterschiedlicher nationaler Marktregeln beachtet werden. Unterschiedliche Ansätze im Umgang mit Kapazitätsmechanismen in den einzelnen Staaten haben Rückwirkungen auf die nationalen Strommärkte und auf die Versorgungssicherheit. Daher sollte hier eine regionale, möglichst europaweite Koordination erfolgen.

4. Öffnung des Regelleistungsmarktes für neue Anbieter

Maßnahme 6: Regelleistungsmärkte für neue Anbieter öffnen

Das Weißbuch sieht die Öffnung der Regelleistungsmärkte für möglichst viele Anbieter (zusätzliche, neue Akteure wie z.B. Lasten, Speicher, erneuerbare Energien) vor, um die Kosten der Vorhaltung von Regelleistung zu minimieren und allen Anbietern Refinanzierungsmöglichkeiten für neue Kapazitäten zu bieten. Zudem soll dadurch die Mindesterzeugung aus thermischen Kraftwerken gesenkt werden, die ansonsten für die Regelleistungsbereitstellung vorgehalten werden müssten.

VIK begrüßt die Absicht, die Regelleistungsmärkte kurzfristig für neue Anbieter zu öffnen und durch einen stärkeren Wettbewerb die Kosten zu senken. Am Regelleistungsmarkt erwirtschaftbare Erlöse (Leistungspreise) können zudem für neue Akteure (Lasten, Netzersatzanlagen) wirtschaftliche Anreize zur Flexibilisierung setzen.

Die vorgeschlagene Verkürzung der Zeitscheiben bei der Sekundärregelung und Minutenreserve ist daher zu begrüßen. Als sinnvolle Größenordnung erscheint in Anlehnung an die derzeitige Produktlaufzeit in der Minutenreserve (MRL) auch für die Sekundärregelung (SRL) eine Produktlaufzeit von vier Stunden. Eine weitere Verkürzung erscheint aufgrund des erhöhten anbieterseitigen operativen Aufwands bei der Gebotserstellung i.V.m. einem nicht zu erwartenden signifikanten Mehrangebot sowohl in der SRL als auch in der MRL derzeit nicht sinnvoll.

Die Verkürzung der Vorlaufzeiten (kalendertägliche Ausschreibung) kann ebenfalls sinnvoll sein, um dadurch mehr Flexibilität zu heben, indem die Berücksichtigung kurzfristiger Informationen und damit eine effizientere Preisbildung ermöglicht werden. Industriellen Anbietern ist in vielen Fällen nur eine werktägliche Gebotserstellung möglich. Allerdings haben auch längerfristige Vorlaufzeiten ihre Berechtigung, weil sie die Planungssicherheit der Akteure erhöhen. Eine Aufteilung der Ausschreibung der Sekundärregelung und der Minutenreserve in einen längerfristig und einen kurzfristig zu kontrahierenden Teil wäre daher sinnvoll.

Eine weitere Möglichkeit zur Erhöhung der Teilnehmerzahl könnte die Aufhebung der Verpflichtung bieten, Primärregelenergie symmetrisch positiv/negativ (d.h. gleichzeitig eine Erhöhung und eine Reduzierung des Verbrauchs) zu vermarkten.

Dies ist erforderlich, um das wirtschaftlich nutzbare Potenzial auf der Nachfrageseite zu entwickeln und in den Markt zu bringen.

Darüber hinaus ist die Gewährleistung einer uneingeschränkten, regelzonenübergreifenden Poolbildung ein weiteres effektives und effizientes Instrument zur Erhöhung der Anzahl der Anbieter bzw. der angebotenen Leistung am Regelleistungsmarkt.

Die angedachte Einführung eines Sekundärmarktes für Sekundärregelung (d.h. die Ermöglichung des Weiterverkaufs des Zuschlags) sollte sehr kritisch geprüft werden. In einem eingeschränkten Rahmen ist ein Weiterverkauf an Dritte bereits heute bilateral möglich, denn die derzeitige Regelung lässt bereits eine Absicherung der Angebote durch Anlagen von präqualifizierten Dritten zu. Eine weitere Ausdehnung dieser Weiterverkaufsmöglichkeit sollte aufgrund des Erfordernisses der notwendigen Erfüllung der Lieferverpflichtung und der damit verbundenen 100 %-Verfügbarkeit kritisch hinterfragt werden.

Die Ausschreibung von Regelenergie sollte grundsätzlich immer vor dem Day-Ahead-Markt erfolgen, um für die Ausschreibungen das möglichst größte Angebotspotenzial zur Verfügung zu haben. Inwieweit die Sekundär- vor der Minutenreserve ausgeschrieben werden sollte, wie im Weißbuch vorgeschlagen, ist dabei zunächst unbedeutend. Wichtig ist, dass bei beiden Ausschreibungen bis zur Erbringung der Regelenergie (Erfüllungszeitpunkt) ggf. ausreichend Zeit für eine zweite Auktion bleibt, falls die erste Auktion nicht erfolgreich war.

Neben der Anpassung der Präqualifikationsbedingungen müssen auch Hemmnisse an anderer Stelle ausgeräumt werden. Dazu zählt insbesondere das Problem, dass bei der Bereitstellung negativer Regelleistung durch Verbraucher eine individuelle Lastspitze

generiert werden kann, die vor dem Hintergrund der Berechnung der Netznutzungs-entgelte die Bereitstellung von Regelleistung wirtschaftlich unattraktiv macht und damit die Bemühungen zur Ausweitung der Anbieterseite konterkariert.

5. Zukünftige Netzentgeltsystematik und Sonderformen der Netznutzung

Maßnahme 7: Zielmodell für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte entwickeln

Maßnahme 8: Besondere Netzentgelte für mehr Lastflexibilität öffnen

Maßnahme 9: Netzentgeltsystematik weiterentwickeln

Die Maßnahmen 7, 8 und 9 thematisieren die Bereiche Netzentgelte und Abgaben. Zunächst soll ein Zielmodell entwickelt werden, das eine möglichst unverzerrte Weitergabe des Großhandelspreissignals an die Marktakteure ermöglicht. Dies ist zwar vom Ansatz her zu begrüßen, es ist aber auch auf das bereits oben geschilderte Problem hinzuweisen, dass die alleinige Orientierung am Großhandelspreissignal in Konflikt mit den Bedürfnissen des sicheren Netzbetriebs treten kann, der möglicherweise lokal gerade ein gegensätzliches Lastverhalten erfordert als das vom Großhandel signalisierte. Daher müssen in der zukünftigen Netzentgeltsystematik entsprechende Signale für netzdienliches Verhalten sichergestellt werden. Dies wird durch die im Weißbuch erläuterten Anpassungen an den „besonderen Netzentgelten“ erreicht:

Im Hinblick auf die vorgesehene Anpassung des §19(2) StromNEV ist besonders zu begrüßen, dass die Bereitstellung von Regelenergie nicht mehr zum Verlust der Sondernetzentgelte führen soll. Dies soll ebenso generell für flexibles Lastverhalten (Verbrauchsreduktionen in Hochpreiszeiten, Verbrauchserhöhungen bei negativen Preisen) gelten. Dadurch werden Anreize gesetzt, dass die betroffenen Letztverbraucher vorhandene Flexibilitäten auch dem Markt zur Verfügung stellen können, ohne dass dies – etwa durch Verlust von Netzentgeltreduzierungen - unwirtschaftlich wird.

Die vorgeschlagene kurzfristige Festlegung von Hochlastzeitfenstern (wöchentlich bzw. vortägig) ist aus Sicht von VIK kritisch zu hinterfragen. Denn für industrielle Produktionsprozesse und für Schienenbahnen im Bahnstromnetz wäre eine kurzfristige Verschiebung der Zeitfenster in vielen Fällen nicht realisierbar, da das Betriebsergebnis nicht mehr planbar wäre, wenn Produktionszeiten oder Abläufe im Schienenverkehr kurzfristig geändert würden. Weiterhin würden Verschiebungen in den Produktionszeiten u.a. auch zu Störungen in den vor- und nachgelagerten Betriebsabläufen sowie zu Eingriffen in die Arbeitszeitregelungen der Mitarbeiter führen.

Daher sollte zunächst die bestehende Systematik zur Definition der Hochlastzeitfenster einem kontinuierlichen Monitoring unterzogen werden. Selbst bei sachgerechter Ausgestaltung der Hochlastzeitfenster besteht die Problematik, dass sie bei einer Festlegung für ein Jahr im Voraus mit relativ großen Sicherheitsabständen dimensioniert werden müssen. Im Zuge einer immer stärkeren Dynamik der Lastflüsse ist es daher unbedingt sinnvoll, diese Regelung durch eine kurzfristige Information der Netzbetreiber über die Netzbelastung zu ergänzen, wie dies teilweise in Form der Netzzusatzleistung vor Inkrafttreten der Festlegung der Bundesnetzagentur praktiziert wurde. Dies kann in Form eines Ampelsystems realisiert werden, in dessen Rahmen der Netzbetreiber wesentlich kurzfristiger (beispielsweise für einen Tag im Voraus) angibt, ob bzw. in welchem Zeitfenster am Folgetag eine Höchstbelastung des Netzes möglich ist. Die daraus resultierenden Zeitfenster wären in der Praxis in Summe nochmals deutlich kürzer, worauf Verbraucher mit entsprechend hoher Flexibilität kurzfristig reagieren und ihre Potenziale deutlich besser und intensiver nutzen können, was wiederum auch den

Ausbau dieser Potenziale fördert. Eine kurzfristige Ausweitung der Hochlastzeitfenster darf allerdings nicht vorgesehen werden, da dies die langfristige Produktionsplanung unmöglich macht und somit die heutigen, bereits genutzten Flexibilisierungen gefährden würde.

Daneben sollten die flexibilitätsfeindlichen hohen Leistungspreisanteile insbesondere in dem für die industrielle Energieversorgung besonders relevanten Mittel- und Hochspannungsbereich beseitigt werden. Gegenwärtig führen hohe Leistungspreisanteile dazu, dass ein flexibler Strommehrbezug, der mit einer Erhöhung der Lastspitze verbunden ist, zu einer Steigerung der vom Letztverbraucher zu zahlenden Netzentgelte führen würde, der die flexible Fahrweise wirtschaftlich unattraktiv macht.

Eine undifferenzierte Abschaffung des Elementes der „vermiedenen Netzentgelte“ ab 2021, wie im Weißbuch vorgeschlagen, ist aus Sicht des VIK nicht sachgerecht: Dieses Instrument („Entgelt für dezentrale Einspeisung“ nach § 18 StromNEV) dient der Honorierung des netzentlastenden Verhaltens dezentraler Erzeugungsanlagen und sollte weiterhin selektiv für die Fälle Anwendung finden, in denen eine solche netzentlastende Wirkung entsteht und damit Netzausbaumaßnahmen vermieden werden. Lastnahe Stromerzeugungsanlagen der Industrie, des Gewerbes und der Bahnstromerzeugung leisten hier einen bedeutenden Beitrag zur Vermeidung ansonsten anfallender Netzkosten und zur Reduzierung des zukünftigen Netzausbaubedarfs.

Darüber hinaus wurde die in der Netzentgeltverordnung verankerte Verpflichtung der Netzbetreiber zur Zahlung vermiedener Netzentgelte bei dezentralen Kraftwerksneubau- und Modernisierungsprojekten in der Industrie wie in der Bahnstromversorgung, im Vertrauen auf den Fortbestand dieser Regelung, in die Kalkulation und Wirtschaftlichkeitsberechnung einbezogen. Ein genereller Wegfall der vermiedenen Netzentgelte würde Anlagen wirtschaftlich gefährden. Im Vergleich zu großen zentralen Kraftwerken haben kleinere dezentrale Stromerzeugungsanlagen im Bereich von Industrie und Bahnstromversorgung höhere spezifische Investitions- und Betriebskosten, die sie i.d.R. nur über die Lastnähe und die dadurch vermiedenen Netzentgelte wirtschaftlich ausgleichen können. Diese netzentlastende und damit kostensenkende Wirkung gilt es, auch weiterhin monetär nach bestem Vermögen durch den Netzbetreiber zu berücksichtigen.

Im Hinblick auf das Ziel einer fairen und transparenten Lastenverteilung ist zu begrüßen, dass das Weißbuch hier die notwendige Beachtung des Spannungsverhältnisses zwischen der Schaffung einer möglichst breiten Bezugsbasis und dem Erhalt der internationalen Wettbewerbsfähigkeit sieht und festlegt, dass bestehende Begünstigungen zur Sicherung dieser Wettbewerbsfähigkeit erhalten bleiben.

6. Zukünftige Rolle der Eigenerzeugung - Flexibilität

Maßnahme 7: Zielmodell für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte entwickeln

Ergänzend zu den obigen Ausführungen soll im Folgenden speziell auf die besondere Rolle der industriellen Eigenerzeugung eingegangen werden. Mit Blick auf Eigenerzeugungsanlagen beschreibt das Weißbuch, dass ein „systemdienlicher Betrieb“ gefördert werden soll, d.h. eine stärkere Flexibilisierung (vgl. Maßnahme 7). Das Weißbuch erkennt richtigerweise, dass Ausnahmeregelungen bei Netzentgelten und Abgaben, die als Grund für die Verzerrung von Strommarktsignalen genannt werden, u.a. auch dem Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit der betroffenen Unternehmen dienen,

die nicht beeinträchtigt werden darf. Ebenso zutreffend greift das Weißbuch die Rolle der Flexibilität als zentrales Element des zukünftigen Strommarktdesigns auf und fordert einen systemdienlichen Betrieb von Eigenerzeugungsanlagen. In diesem Zusammenhang müssen die Besonderheiten industrieller Eigenerzeugung angemessen berücksichtigt werden:

Bei der Verfolgung des Ziels einer zunehmenden Flexibilisierung von Eigenerzeugung, insbesondere industrieller KWK, darf nicht vergessen werden, dass KWK-Anlagen ihre Fahrweise und Auslegung weit überwiegend am Wärmebedarf orientieren. Über Backup-Anlagen, Konzepte zur alternativen strombasierten Wärmeerzeugung und andere Maßnahmen werden teilweise Investitionen zur Gewährleistung von Flexibilität vorgenommen. Wärmegeführte KWK-Anlagen bleiben für Unternehmen mit hohem Strom- und Wärmebedarf aufgrund hoher Effizienz auch in einem Energiesystem mit steigenden Anteilen volatiler erneuerbarer Energien und zunehmenden Flexibilisierungsanforderungen essenziell. Eingebunden in Produktionsverbünde ermöglichen sie eine effiziente, sichere sowie wettbewerbsfähige Versorgung mit Prozesswärme und Strom. Hinzu kommt deren Beitrag zur Versorgungssicherheit, z.B. Regelenergiebereitstellung, rotierende Massen zum Phasenausgleich etc. Bei diesen Anlagen steht die Sicherung der Prozesswärmeversorgung im Vordergrund. Zur Flexibilisierung sind zusätzliche Wärme-Backup-Lösungen (Kessel, Elektro-Dampferzeuger, Wärmespeicher) erforderlich, die in die bestehende Strom- und Wärmeinfrastruktur eingepasst werden müssen. Modernisierungsmaßnahmen, die entsprechende Nachrüstungen vorsehen, können verbesserte Nutzung für den Strommarkt erbringen und sollten gefördert werden.

Grundsätzlich bestehen auch bei wärmegeführten KWK-Anlagen in bestimmtem Umfang technische Flexibilisierungspotenziale. Diese Kapazitäten können mit kurzer Vorlaufzeit flexibel vor- oder zurückgefahren werden. Jede abweichende Kraftwerksfahrweise führt jedoch zu Effizienzverlusten und ggf. erhöhten CO₂-Emissionen und kann u.U. zu Konflikten mit genehmigungsrechtlichen Vorgaben (BlmschG) führen. Diese Konflikte müssen durch Anpassung der entsprechenden gesetzlichen Regelungen aufgelöst werden.

Zudem werden KWK-Anlagen bereits stromgeführt betrieben, wo es technisch und wirtschaftlich sinnvoll ist (im Kondensationsteil z.B. durch die Nutzung von Backup-Wärmeesseln oder Überbrückung von Gegendruckturbinen). Insgesamt bescheinigt z.B. die KWK-Potenzialstudie der industriellen KWK eine hinreichende Bereitstellung an Flexibilität.¹⁾

Im Bereich von mit Kuppelgasen gefeuerten Eigenerzeugungsanlagen ist eine strommarktgeführte Fahrweise alleine aus technischen Gründen (keine Speicherbarkeit der Produktionsreststoffe) nicht möglich. Die Alternative wäre hier das Abfackeln der Restgase, was aus ökonomischen und ökologischen Gründen nicht sinnvoll ist. Eine Flexibilisierung kann dort, wo sie technisch möglich ist, nur erfolgen, wenn eine veränderte Fahrweise nicht durch andere Regelungen (EEG, Energieeffizienzvorgaben, Spitzensteuerausgleich etc.) und ggf. höhere Belastungen sanktioniert wird: So ist z.B. der Stromsteuerspitzenausgleich an Effizienzfortschritte in der Industrie gekoppelt und wäre folglich bei Effizienzverlusten durch die Flexibilisierung gefährdet. Die Flexibilisierung sollte deshalb ausschließlich auf freiwilliger Basis erfolgen. Für solche freiwilligen Maßnahmen müssen geeignete Anreize, etwa durch eine Anpassung der aktuellen Regelungen, geschaffen werden.

¹⁾ „Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung sowie Evaluierung des KWKG“, Prognos et. al., Oktober 2014

Sollte dadurch keine vollständige Kompatibilität zwischen den aktuellen Regelungen (EEG, Energieeffizienzvorgaben, Spitzensteuerausgleich etc.) und der erforderlichen Flexibilisierung im Strommarkt 2.0 erreicht werden können, müssen für solche freiwilligen Maßnahmen geeignete Entschädigungsregeln vereinbart werden.

Ein Beispiel zur Hebung von Flexibilisierungspotenzialen im Bereich Eigenerzeugung stellt die Wiedereinführung der Jahresbilanzierung im EEG dar, die mit dem EEG 2014 auf eine 15-Minuten-Bilanzierung für Eigenerzeugung umgestellt wurde. Im Rahmen der EEG-Novelle hat der Gesetzgeber bereits zum Ausdruck gebracht, dass bei Eigenerzeugungen, die von der Verfügbarkeit des Einsatzbrennstoffes abhängig sind (Kuppelgasverstromung), auch weiterhin von der 15-Minuten-Bilanzierung abzusehen ist. Gleiches sollte auch für die Eigenerzeugung in KWK-Anlagen gelten, da hier eine entsprechend starke Abhängigkeit von der Wärmeerzeugung gegeben ist.

Auch der oben bereits angesprochene Effekt der Erhöhung der Netzentgelte durch temporären Strommehrbezug aus dem vorgelagerten Netz setzt einen Gegenanreiz für eine flexible Fahrweise industrieller KWK-Anlagen, weil dadurch verhindert wird, dass die Anlage in Zeiten hohen EE-Aufkommens und hoher Netzbelastung zurückgefahren und gleichzeitig Strom aus dem Netz bezogen wird. Damit wird die Möglichkeit, einen system- und netzentlastenden Effekt herbeizuführen, nicht genutzt. Hier würde eine entsprechende Korrektur an der Netzentgeltsystematik, die einen Strommehrbezug nicht mit dem hohen Leistungspreis belastet, systementlastende Anreize setzen.

Ein weiteres Beispiel wäre die Einführung einer kurzfristigen Information der Netzbetreiber über die Netzbelastung, die das bestehende Hochlastzeitfenstersystem ergänzt (vgl. oben, Kap. 5). Dies wurde bis 2011 in der Amprion-Regelzone in Form der Netzzusatzleistung praktiziert. Dies kann in Form eines Ampelsystems realisiert werden, in dessen Rahmen der Netzbetreiber kurzfristig angibt, ob bzw. in welchem Zeitfenster am Folgetag eine Höchstbelastung des Netzes möglich ist. Verbraucher und Eigenerzeuger mit entsprechend hoher Flexibilität könnten darauf kurzfristig reagieren und ihre Potenziale deutlich besser und intensiver nutzen, was wiederum auch den Ausbau dieser Potenziale fördert.

Eine durch solche Anreize bzw. geeignete Rahmenbedingungen gesteigerte Flexibilität von KWK-Anlagen würde auch im Hinblick auf die im Weißbuch identifizierte Situation der minimalen Residuallast (s.o.) zu einer Entlastung führen, da dadurch die konventionelle Mindesterzeugung reduziert werden könnte.

7. Energieeffizienz

Maßnahme 7: Zielmodell für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte entwickeln

VIK begrüßt die in Maßnahme 7 des Weißbuches geäußerte Absicht, die Kosten der Energieversorgung zu begrenzen und Versorgungssicherheit stärken zu wollen, indem im Bereich Energieeffizienz Anreize für Effizienz und Flexibilität enger aufeinander abgestimmt und die bewährten Anreize für einen effizienten Umgang mit Energie erhalten und verstärkt werden sollen. Vor dem Hintergrund, dass der Einsatz von Energie immer mit Kosten verbunden ist, bestehen bei der energieintensiven Industrie wie auch in der Bahnstromversorgung per se erhebliche Anreize für eine permanente Verbesserung der Energieeffizienz. Dies hat zu den im weltweiten Vergleich höchsten Effizienzsteigerungen der deutschen energieintensiven Industrien geführt. Dabei sind die in den betreffenden Unternehmen verbreiteten Systeme eines Energie- oder Umweltmanagements dazu angetan, die möglichen Energieeinsparpotenziale durch Effizienzsteigerungen transparent zu machen.

8. Netzausbau

Maßnahme 14: Netzausbaukosten durch Spitzenkappung von EE-Anlagen reduzieren

Ein wesentlicher Bestandteil des zukünftigen Strommarktdesigns sind angemessen ausgebaute Stromnetze. Dieser Aspekt erscheint im Weißbuch – angesichts seiner Bedeutung – unterrepräsentiert. Die zügige Realisierung der Netzausbauvorhaben (sowohl national als auch grenzüberschreitend) ist unbedingt erforderlich, denn sie ist Voraussetzung für die Nutzung der bestehenden (Über-)Kapazitäten, unabhängig von der geographischen Verteilung und schafft ein höheres Maß an Versorgungssicherheit. Bestehende oder drohende lokale Versorgungssicherheitsprobleme bzw. Kapazitätsknappheiten (z.B. in Süddeutschland) können nur durch einen zügigen Netzausbau behoben werden. Zudem ermöglicht nur der Netzausbau mittelfristig den Erhalt der einheitlichen Preiszone Deutschland/Österreich, was für die Liquidität des Strommarktes von hoher Bedeutung ist. Solange der Netzausbauzustand noch nicht ausreichend ist, um die internen Engpässe zu beheben, ist die Verlängerung der Regelungen der Reservekraftwerksverordnung (s.u. Kapitel 11) sinnvoll.

Die in Maßnahme 14 beschriebene Zielrichtung, die Stromnetze unter Zulassung einer Spitzenkappung von Windkraft- und PV-Erzeugung nicht bis zur letzten erzeugten Kilowattstunde auszubauen, wird befürwortet. Allerdings erscheint ein Festhalten an der vollständigen Kompensation für EE-Anlagenbetreiber problematisch. Dadurch würden für diese keine Anreize gesetzt, vermehrt Systemverantwortung zu übernehmen bzw. bei ihren Investitionsentscheidungen den Ausbaustand der Netze zu berücksichtigen. Daher wäre ein Festhalten an einer vollständigen Kompensation im Zusammenhang mit einer limitierten Abregelung (vorgeschlagen sind 3 % der Jahresarbeit) nicht sachgerecht.

9. Zukünftige Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung

Maßnahme 16: Kraft-Wärme-Kopplung in den Strommarkt integrieren

Maßnahme 16 beinhaltet einige Eckpunkte für die zukünftige Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung, wie sie in der laufenden Novelle des KWKG umgesetzt werden sollen. VIK begrüßt, dass das Weißbuch die positive Rolle der KWK für den Klimaschutz anerkennt. Daher ist die Reduzierung des bisherigen Ausbauziels (25 % KWK-Anteil an der Nettostromerzeugung) auf 25 % an der thermischen Stromerzeugung nicht nachvollziehbar, da sie aufgrund des Ausbaus der EE-Stromerzeugung zu einem in seiner absoluten Höhe weiter absinkenden KWK-Ausbauziel führt.

Zudem ist es nicht sachgerecht, eine Förderung bestehender Anlagen auf den öffentlichen Bereich zu beschränken – auch in der Industrie sind KWK-Anlagen in ihrer Wirtschaftlichkeit bedroht. Angesichts der KWK-Potenziale, die im industriellen Bereich aufgrund der vorhandenen Wärmesenken gegeben sind, sollte grundsätzlich keine Diskriminierung zwischen öffentlicher und industrieller KWK erfolgen – weder im Bereich der Neuanlagen noch der Bestandsanlagen. Sofern die geplante Bestandsförderung eingeführt werden sollte, muss sie gleichermaßen für beide Bereiche gelten.

Auch das Ausbaupotenzial der industriellen KWK wird nicht ausreichend berücksichtigt, es wird in Kauf genommen, die erheblichen KWK-Potenziale ungenutzt zu lassen. Denn in Industrieprozessen besteht ein erheblicher Wärme- und Dampfbedarf – rund

200 TWh –, der auf absehbare Zeit nicht aus erneuerbaren Energien gedeckt werden kann. Wenn hierfür also ohnehin fossile Brennstoffe genutzt werden müssen, sollte dies so effizient und CO₂-sparend wie möglich erfolgen. Dies erfordert den Einsatz von KWK-Technologie, um durch die mit der Wärmeerzeugung gekoppelte Stromerzeugung eine effiziente Ausnutzung des eingesetzten Brennstoffes zu ermöglichen.

Um die notwendige Planungssicherheit für eine nachhaltige und wirksame Integration der industriellen KWK-Technologie in den zukünftigen Strommarkt zu bewirken, muss die anstehende KWKG-Novelle im Zusammenhang mit den politischen Rahmenbedingungen des EEG 2014 und der erforderlichen Sicherung der Eigenstromregelung im EEG behandelt werden. Mit Inkrafttreten des novellierten EEG im August 2014 wurde die Nichtbelastung von industriellen Bestandsanlagen mit der EEG-Umlage zunächst nur bis 2017 gesichert. Neuanlagen werden ab August 2014 mit bis zu 40 % an der EEG-Umlage beteiligt. Über die generelle Zukunft des Eigenstromprivilegs führt die Bundesregierung Verhandlungen mit der EU-Kommission.

Anders als in der KWK-Potenzialstudie im Jahr 2014 angenommen, ist ein wirtschaftlicher Betrieb von KWK-Anlagen unter den derzeit geltenden Rahmenbedingungen in weiten Teilen nicht möglich. Nach wie vor sollte daher sichergestellt werden, dass bestehende Eigenversorgungsanlagen dauerhaft nicht mit der EEG-Umlage belastet werden und die durch die EEG-Novelle eingeführte Belastung neuer Anlagen durch die Anpassung der KWK-Förderung auf einem Niveau bleibt, das ihren wirtschaftlichen Betrieb ermöglicht. Dieses Ziel wurde von der Bundesregierung und den Koalitionsfraktionen im Rahmen der EEG-Novelle 2014 ausgegeben.

Im Hinblick auf die Erhöhung der Flexibilität der KWK bietet auch die industrielle KWK im Rahmen des technisch Möglichen entsprechende Potenziale (vgl. dazu die obigen Ausführungen in Kap. 5). Die geplante Erhöhung des Fördervolumens von Wärmespeichern zur Erhöhung der Flexibilität erscheint daher sehr sinnvoll.²

10. Monitoring der Versorgungssicherheit

Maßnahme 18: Versorgungssicherheit überwachen

VIK begrüßt das in Maßnahme 18 vorgesehene Monitoring der Versorgungssicherheit. Dieses soll zukünftig zum einen den probabilistischen Charakter von Versorgungssicherheit berücksichtigen sowie den grenzüberschreitenden Ausgleichseffekten Rechnung tragen. Dabei ist darauf zu achten, dass die theoretisch möglichen Ausgleichseffekte auch praktisch nutzbar gemacht werden, indem der grenzüberschreitende Netzausbau und damit die Integration der europäischen Strommärkte forciert werden. Dieses Monitoring bietet dann die Basis dafür, über ggf. weitere notwendige Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu entscheiden.

² Eine ausführlichere Bewertung der Vorschläge zu den zukünftigen Rahmenbedingungen für die Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt im Rahmen einer separaten VIK-Stellungnahme zur Novellierung des KWKG.

11. Ausgestaltung der Kapazitätsreserve und Zusammenspiel mit der Netzreserve

Maßnahme 19: Kapazitätsreserve einführen

Maßnahme 20: Netzreserve weiterentwickeln

Die Bundesregierung möchte den weiterentwickelten Strommarkt durch eine neu einzuführende Kapazitätsreserve absichern. Aus Sicht des VIK ist dies zum jetzigen Zeitpunkt nicht erforderlich. Derzeit bestehen ausreichend Überkapazitäten, um die Versorgung zu sichern. Eine zusätzliche Reserve würde daher lediglich zu zusätzlichen Kostenbelastungen führen, ohne einen positiven Zusatznutzen für die Versorgungssicherheit mit sich zu bringen.

Sollte eine Kapazitätsreserve eingeführt werden (entweder zu einem späteren Zeitpunkt, wenn das die Ergebnisse des Monitorings ergeben, oder trotz der oben geäußerten Bedenken bereits zum jetzigen Zeitpunkt), so sollte auf eine marktkonforme Ausgestaltung geachtet werden. Der Einsatz der Reserve nur in Fällen, in denen der Markt kein Gleichgewicht findet und der Systemzustand kritisch ist, erscheint daher sinnvoll. Durch ein solches Ultima-ratio-Instrument zur Verfügung der Übertragungsnetzbetreiber wird die Preisbildung am Markt nicht verzerrt.

Die Beschaffung der Kapazitätsreserve sollte wettbewerblich erfolgen. Hier bieten sich transparente Ausschreibungen an. Die Teilnahmekriterien sollten so ausgestaltet werden, dass möglichst viele Anbieter teilnehmen können. Das schließt neben Kraftwerken auch Betreiber von Speichern oder abschaltbaren Lasten mit ein. Nur so kann das Postulat des Weißbuchs, einen fairen und transparenten Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen zuzulassen, erfüllt werden.

Laut Weißbuch sollen technisch geeignete Kraftwerke kontrahiert werden. Diese Anforderung, ebenso die einer transparenten Ausschreibung, werden jedoch konterkariert, wenn von vornherein dafür Sorge getragen wird, dass alte Braunkohlekraftwerke „auf vertraglicher Basis“ in diese Reserve übernommen werden sollen. Eine solche Verengung des Teilnehmerkreises widerspricht einem offenen Wettbewerbsprozess und führt zu erhöhten Kosten. Zudem ist fraglich, ob diese Kraftwerke tatsächlich geeignet sind, die Anforderungen der Reserve (v.a. hinsichtlich der erforderlichen Flexibilität) zu erfüllen. Und schließlich bedeutet dieses Vorgehen, dass Kraftwerke, die am Markt wirtschaftlich sind, faktisch stillgelegt und damit dem Markt entzogen werden. Da aber Kraftwerke, die derzeit unwirtschaftlich sind, ohnehin ebenfalls stillgelegt werden (ohne in die Reserve überführt werden zu können), wird der verfügbare Kraftwerkspark sehenden Auges verkleinert. Damit wird ein unnötiger Schritt hin zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit gemacht.

Daher ist diese administrativ erzwungene Stilllegung wirtschaftlicher Kraftwerke abzulehnen. Wenn die Reserve bereits zum jetzigen Zeitpunkt eingeführt werden soll, sollte sie nicht durch administrative Vorgaben unnötig verteuert werden, sondern alleine im Rahmen eines wettbewerblichen Prozesses beschafft werden.

Die Vorhaltekosten der Reserve sollen für den Fall, dass die Reserve nicht eingesetzt wird, im Wege einer Umlage allen Stromkunden aufgebürdet werden. Auf der Basis des Gedankens, dass Versorgungssicherheit allen Verbrauchern zugute kommt, mag dies sinnvoll erscheinen. Andererseits stellt sich dann umso mehr die Frage, warum die Stromkunden die Kosten eines Instrumentes tragen sollen, das zumindest derzeit unnötig ist.

Falls es zum Einsatz der Reserve kommt, sollen die Kosten den Bilanzkreisverantwortlichen mit unzureichender Bilanzkreisdeckung verursachungsgerecht auferlegt werden. Hier ist zu klären, ob in diesem Fall auch die Vorhaltekosten auf diesem Weg abgerechnet werden sollen. Es wäre zu überlegen, inwieweit hier eine verursachungsgerechte Abstufung vorgenommen werden könnte (unverschuldet, fahrlässig, vorsätzlich).

VIK begrüßt, dass die Kapazitätsreserve von ihrem Einsatzzweck her klar von der Netzreserve abgegrenzt wird. Letztere dient zur Behebung innerdeutscher Engpässe. Die Verlängerung der Reservekraftwerksverordnung bis 2023 ist daher zu begrüßen. Ebenso ist die verzahnte zweistufige Beschaffung sinnvoll, die sicherstellt, dass Kraftwerke der Netzreserve auch als Kapazitätsreserve dienen können. Dass eine Beschaffung der Netzreserve nicht durch eine rein wettbewerbliche Ausschreibung erfolgen kann, da sehr hohe Anforderungen an den konkreten Standort im Netz gestellt werden müssen, sollte dennoch nicht den Blick darauf verstellen, dass diese Beschaffung möglichst wettbewerblich (und damit kostensenkend) und transparent erfolgen muss.

Es sollte geprüft werden, ob die verzahnte Beschaffung beider Reserven in umgekehrter Reihenfolge, wie im Weißbuch vorgeschlagen, nicht zu einer Minimierung der Reservevorhaltung beitragen könnte: Zunächst Beschaffung der (lokal gebundenen) Netzreserve und anschließend ggf. Aufstockung um die nicht lokal gebundene Kapazitätsreserve. Ansonsten besteht die Gefahr, dass zu hohe Reservekapazitäten aufgebaut würden.

Unabhängig davon sollte die Reservekraftwerksverordnung unter Transparenzgesichtspunkten angepasst werden. Der derzeitige Beschaffungsprozess ist für Außenstehende jedenfalls äußerst intransparent und nicht nachzuvollziehen.

Die geplante Erweiterung des Kostenersatzes bei der Netzreserve ist kritisch zu bewerten. Eine Kostenerstattung ab dem Zeitpunkt der Feststellung der Systemrelevanz ist nicht erforderlich. Denn zu diesem Zeitpunkt ist das Kraftwerk noch im Markt befindlich, d.h. nicht stillgelegt. Erst ab dem Zeitpunkt der Stilllegung wären die Kosten zu erstatten. Ebenso ist der Kostenersatz der Abschreibungen nicht erforderlich. Denn wenn das Kraftwerk vom Betreiber stillgelegt würde, würde dieser ja die Abschreibungen ebenfalls nicht mehr erwirtschaften.

Anmerkungen zu den zukünftigen Handlungsfeldern

Neben den konkreten Einzelmaßnahmen, die das Funktionieren des Strommarktes 2.0 kurzfristig verbessern sollen, identifiziert das Weißbuch weitere Handlungsfelder, in denen mittelfristig weiterer Anpassungsbedarf gesehen wird. Diese Handlungsfelder richten den Blick dabei auch über den Strommarkt im engeren Sinne hinaus auf umfassendere Themenfelder wie z.B. Förderung erneuerbarer Energien, die Verbindung des Stromsektors mit den Bereichen Mobilität und Wärme oder Energieeffizienz.

1. Zu Handlungsfeld 2: Förderbedarf für erneuerbare Energien durch optimales Gesamtsystem senken

VIK begrüßt den Ansatz, den Förderbedarf für erneuerbare Energien zu senken. Eine effiziente Förderung der erneuerbaren Energien ermöglicht das Verfolgen der

Ausbauziele zu minimalen Kosten. Die Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung ist hierbei ein wichtiges Instrument zur Integration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt. Sie sollte daher auch auf kleinere Anlagen ausgedehnt werden. Auch die vorgesehene Einführung von Ausschreibungen zur Bestimmung der Förderhöhe ist zu begrüßen, weil damit wettbewerbliche Elemente in den Förderprozess Eingang finden.

Generell fehlt im Sinne der Investitionssicherheit in den Standort Deutschland nach wie vor eine Aussage zur Deckelung der Förderkosten für erneuerbare Energien. Zwar gibt es einen Ausbaupfad für EE-Anlagen im EEG, doch wird damit alleine zu den verursachenden direkten und Kosten der Energiewende noch keine verbindliche Aussage getroffen. Das sorgt für massive Unsicherheit bei den Unternehmen und Investoren, die diese Kosten letztlich tragen müssen.

Darüber hinaus würde ein einheitliches europäisches Fördersystem für erneuerbare Energien den Wettbewerb um die effizientesten Technologien an den für sie geeignetsten Standorten erhöhen und somit die Förderkosten insgesamt senken. Darüber hinaus wäre die Versorgungssicherheit in Europa bei wachsenden Anteilen regenerativer Stromerzeugung am ehesten gewährleistet, da sich regionale Ungleichgewichte im Dargebot von Sonne und Wind durch die größeren Systemgrenzen in einem europäischen Strombinnenmarkt besser ausbalancieren können.

Die Aussage des Weißbuchs, dass ein funktionierender Emissionshandel die erforderliche Vergütung für erneuerbare Energien senkt, ist allerdings kritisch zu bewerten. Sie impliziert den Wunsch nach möglichst hohen CO₂-Preisen mit der Folge stark erhöhter Strompreise und einer Verringerung der EE-Differenzkosten. Dieser Sichtweise ist deutlich zu widersprechen. Ein funktionierender Emissionshandel ist dann gegeben, wenn eine gesetzte Menge an CO₂ zu möglichst geringen Kosten vermieden wird. Der Emissionshandel zielt also nicht etwa auf einen auskömmlichen Preis im Sinne der erneuerbaren Energien ab, sondern im Gegenteil auf eine für den Verbraucher und für den beteiligten Akteur möglichst geringe Kostenbelastung. Den Emissionshandel deshalb als Hebel für eine Verringerung der Kosten des deutschen EEG zu verstehen, geht an der Zielsetzung dieses Instruments komplett vorbei und verringert nicht etwa die Kosten, sondern bläst die Kosten des Klimaschutzes insgesamt auf. Der Emissionshandel muss als eigenständiges Leitinstrument des Klimaschutzes behandelt werden, in das nicht durch Maßnahmen im Sinne des Strommarktes 2.0 verfälschend eingegriffen werden darf.

2. Zu Handlungsfeld 4: Sektorkopplung

Die im Weißbuch unter dem Begriff „Sektorkopplung“ angestellten Überlegungen sind aus Sicht des Stromsektors Flexibilitätsoptionen. Dabei macht es keinen Unterschied, ob bspw. der in einer bestimmten Situation erhöhte Strombezug aus dem Netz zur elektrischen Wärmeerzeugung, zum Aufladen von Elektrofahrzeugen oder zur Substitution anderer Energieträger beispielsweise in der Industrie genutzt wird. Ein Beispiel wäre etwa die Nutzung von überschüssigem Strom aus erneuerbaren Energien, um mit Hilfe einer Power-to-Gas-Technologie in Raffinerien Wasserstoff zu erzeugen, der Wasserstoff aus fossilen Energieträgern ersetzt.

Alle diese Maßnahmen lassen sich aus Sicht des Strommarktes als Lastmanagement verstehen. Zur Nutzung dieser Optionen sind z.T. technische Innovationen erforderlich. Die technische Verfügbarkeit solcher Optionen führt allerdings nicht automatisch zu ihrer Nutzung. Zusätzlich ist es erforderlich, bestehende regulatorische Hemmnisse im

Strommarkt abzubauen. Insofern unterstützt VIK die Aussagen dieses Handlungsfeldes. Diese spiegeln sich bereits in den im Weißbuch ins Auge gefassten Maßnahmen wider, Hemmnisse für flexiblen Strommehrbezug und für Lastmanagement abzubauen.

3. Zu Handlungsfeld 5: Energieeffizienz und Strommarktdesign stärker zusammen denken

VIK unterstützt die im Handlungsfeld 5 getroffene Aussage, Energieeffizienz und Strommarktdesign stärker im Kontext betrachten zu wollen. Allerdings stößt man dabei auch auf die komplexen Zusammenhänge, Wechselwirkungen und Zielkonflikte dieser beiden Bereiche, für die Lösungen gefunden werden müssen:

Das kontinuierliche Weiterentwickeln im Bereich des Lastmanagements im Strommarkt, also der Flexibilität, mit der der Strombedarf dem Angebot aus erneuerbaren Energien bzw. der Netzsicherheit angepasst werden kann, wird als ein wichtiger Baustein der Energiewende erachtet. Hierzu sollten die Stromerzeugung und der Stromverbrauch in der Produktion zukünftig stärker auf das schwankende Stromdargebot aus erneuerbaren Energien reagieren können.

Damit entfernt man sich aber von einer (energie)effizienten Fahrweise, für die die Anlagen ausgelegt sind. Exemplarisch sind hierfür Fertigungslinien in der Industrie oder chemische Synthesenanlagen zu nennen, die einen erhöhten Energiebedarf haben, wenn sie nicht am optimierten Auslegungspunkt betrieben werden können. Ein weiteres Beispiel ist ein ständiges Auf- und Abfahren eines Klinkerofens, der zu Wärmeenergieverlusten, unnötiger Aufheizphase ohne Produktion, erhöhtem Verschleiß und Schäden an der Anlage führt.

Insofern ist bei beim Betrachten von Flexibilität und Energieeffizienz darauf zu achten, dass der Zusammenhang und die Wechselwirkung von energieeffizienter zu flexibler Fahrweise und damit auch der Zielkonflikt verstanden wird, wenn diese beiden Bereiche enger aufeinander abgestimmt werden sollen. Eine zwangsweise Ausrichtung auf beispielsweise Flexibilität zur Unterstützung des Strommarktes kann wie oben aufgezeigt einzelbetriebliche Probleme heraufbeschwören, die die Leistungsfähigkeit eines Unternehmens und die Energieeffizienz der Produktion beeinträchtigen.³

4. Zu Handlungsfeld 6: Abstimmung von Netz und Markt

VIK stimmt mit der Bewertung des Netzausbaus als zentrales Element überein. Daneben müssen die Signale, die aus dem Großhandelsmarkt gesendet werden, mit den Bedürfnissen des Netzes koordiniert werden, so dass Preissignale aus einem Bereich nicht zu für den anderen Bereich kontraproduktiven Verhaltensweisen der Akteure führen. Eine Harmonisierung von Flexibilitätsdienstleistungen ist zu begrüßen, wobei darauf geachtet werden muss, dass es nicht in erster Linie darum gehen darf, die Anzahl von Instrumenten zu verringern. Dies ist zwar grundsätzlich sinnvoll, findet seine Grenze aber dort, wo einzelne Instrumente unterschiedlichen Zielen und Aspekten dienen und speziell auf ihren Einsatzzweck abgestimmt sind. Eine Harmonisierung als Selbstzweck ist demgegenüber abzulehnen.

³ Zu weiteren Ausführungen vgl. VIK-Position zu Zusammenhängen und Wechselwirkungen der Energieeffizienzpolitik zu anderen regulatorischen Bereichen vom 10.07.2015.

Fazit

VIK begrüßt das vom BMWi vorgelegt Weißbuch als Grundlage für den anstehenden Reformprozess zum Strommarktdesign. Die Grundsatzentscheidung für eine Weiterentwicklung hin zu einem Strommarkt 2.0 und gegen die derzeitige Einführung eines Kapazitätsmechanismus wird unterstützt.

Als zentralen Bestandteil des weiterentwickelten Strommarktes hat das BMWi die Rolle der Flexibilität identifiziert. VIK begrüßt die Anerkennung dieses wichtigen Aspektes. Zukünftig kommt es auf eine konsequente Umsetzung an, damit Flexibilitätshemmnisse abgebaut werden, um die Potenziale von flexiblen Kraftwerken und Speichern, aber v.a. des Lastmanagements in der Industrie, im Gewerbe und auch im Haushaltsbereich sowie der Eigenerzeugungs- und Bahnstromanlagen zu nutzen. Die regulatorischen Rahmenbedingungen müssen so ausgestaltet werden, dass die Preissignale des Stromgroßhandelsmarktes wirksam werden können und gleichzeitig netz- und systemdienliches Verhalten stützen. Vor diesem Hintergrund sind Änderungen am Regel- und Ausgleichensystem sowie an der Netzentgeltsystematik mit Augenmaß vorzunehmen. Die Rolle der Eigenerzeugung als Basis für flexibles Verbrauchsverhalten, effiziente CO₂-Reduktion und sichere Energieversorgung der Industrie muss durch geeignete Rahmenbedingungen gestärkt werden. Dazu gehören in erster Linie die dauerhafte Nichtbelastung von bestehenden Eigenversorgungsanlagen mit der EEG-Umlage sowie das von der Bundesregierung ausgegebene Ziel, die Belastung neuer industrieller KWK-Anlagen durch die EEG-Umlage auf einem wirtschaftlichen Niveau zu halten.

Zugleich muss beachtet werden, dass Flexibilität kein Selbstzweck ist. Die Nutzung der Flexibilitätspotenziale muss daher immer durch den Abbau von Hemmnissen und die Schaffung von wirtschaftlichen Anreizen erfolgen. Im Bereich der lastseitigen Flexibilität seitens der Industrie kann die Bereitstellung entsprechender Potenziale immer nur im Rahmen der Erfüllung der Hauptaufgabe erfolgen – und diese besteht für die Industrie in der Sicherstellung der Industrieproduktion. Die Bereitstellung von Flexibilitäten zur Sicherung der Stromversorgung ist nicht der Hauptzweck industrieller Produktionsanlagen. Die stromwirtschaftliche Bedeutung einer konstanten Lastaufnahme muss weiterhin berücksichtigt werden.

Bei allen Reformarbeiten am Strommarkt der Zukunft muss die Prämisse gelten, dass die Sicherheit der Stromversorgung gewährleistet und die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Industrie gesichert bleibt. Die Einführung einer Kapazitätsreserve zum jetzigen Zeitpunkt erscheint in diesem Zusammenhang nicht notwendig, insbesondere in der vorgesehenen wenig wettbewerblichen Ausgestaltung als Instrument, das v.a. der Stilllegung von Braunkohlekapazitäten dient.