

Stellungnahme

Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnispapier (Weißbuch) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Energie- und Klimapolitik

Dokumenten Nr.
D 0726

Datum
24. August 2015

Seite
1 von 22

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat am 2. Juli 2015 ein Ergebnispapier (Weißbuch) mit dem Titel „Ein Strommarkt für die Energiewende“ vorgelegt. Gern macht der BDI von der Möglichkeit zur Konsultation Gebrauch.

Der BDI befürwortet das vom BMWi mit dem Weißbuch verfolgte Ziel, dass die Stromversorgung in Deutschland kostengünstig und verlässlich bleiben muss. Für den Erhalt eines wettbewerbsfähigen Industrie- und Stromerzeugungsstandortes Deutschlands ist dies essenziell. Die grundsätzliche Entscheidung im Weißbuch, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit möglichst marktnah und effizient durch entsprechende Preissignale zu organisieren, hilft hierbei. Der Ansatz, sich an Marktmechanismen zu orientieren und die Stärken eines optimierten Strommarktes zu nutzen, ist richtig.

Positiv ist, dass das BMWi im Weißbuch ausdrücklich zusichert, dass die Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Eigenerzeuger unbeeinträchtigt und die „bestehenden Begünstigungen erhalten“ bleiben sollen (S. 69). Die Formulierung („Begünstigungen“) verfälscht die Zielsetzung der Regelungen jedoch. Denn die EEG-Ausgleichsregelung und die Befreiung von Netzentgelten für die stromintensive Industrie haben als Ziel nicht die Begünstigung, sondern vielmehr den Ausgleich von Nachteilen, die andere Unternehmen im internationalen Wettbewerb nicht haben.

Tatsache ist aber auch, dass die überwiegende Mehrzahl der Unternehmen in Deutschland nicht unter die besondere Ausgleichsregelung fällt und bereits heute erhebliche Kostennachteile im Vergleich zu den meisten anderen Ländern der Welt – insbesondere aber auch zu den meisten Mitgliedstaaten der EU – schultern muss. Dies gilt im besonderen Umfang für die Teilbereiche der Industrie mit stromintensiven Herstellungsverfahren.

Der BDI wird die künftigen Maßnahmen sowie insbesondere deren gesetzliche Ausgestaltung auch daran messen, ob die vom Weißbuch o. g. Zielsetzung tatsächlich erreicht wird. Auch das geplante neue Strommarktgesetz muss sich an dieser Prämisse messen lassen. Das gleiche gilt für die geplanten Anpassungen von bestehenden Gesetzen insbesondere des Energiewirtschaftsgesetzes.

**Bundesverband der
Deutschen Industrie e.V.**
Mitgliedsverband
BUSINESSEUROPE

b.jahn@bdi.eu
T: +493020281481
F: +493020282481

d.rendschmidt@bdi.eu
T: +493020281407
F: +493020282407

Internet
www.bdi.eu

Der BDI wird sich in den vom BMWi bereits etablierten Plattformen „Stromnetze“ und „Strommarkt“ auch weiter einbringen. Der BDI behält sich vor, nach Vorlage der angekündigten Referentenentwürfe sowie auch im weiteren Gesetzgebungsverfahren noch weitere Vorschläge zu machen.

A. Allgemeine Bemerkungen

Für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende sind die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns und der weitere Ausbau der Stromnetze essenziell. Der künftige Strommarkt muss die Stromversorgungssicherheit nachhaltig gewährleisten und darf die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie nicht beeinträchtigen. Gleichzeitig sind die weiterhin wachsenden Anteile erneuerbarer Energien zu integrieren. Die zunehmende Übernahme der Systemverantwortung durch die Betreiber von Erneuerbaren Energien Anlagen bleibt dabei eine politische Daueraufgabe.

Beim Netzausbau drohen erhebliche Verzögerungen und zunehmende Netzengpässe. Dies wird zu einem weiteren Anstieg der Redispatchkosten und der Kosten für die Abregelung von EEG-Anlagen führen. Zudem werden die Kosten durch die geplante gesetzliche Erweiterung bei der Erdverkabelung massiv ansteigen. Darüber hinaus darf der verzögerte und mangelnde Netzausbau nicht dazu führen, dass Deutschland in zwei Strompreiszonen aufgeteilt wird. Eine Teilung hätte erhebliche Auswirkungen. Die Preise für Strom würden in Süddeutschland steigen und die gesamte deutsche Volkswirtschaft müsste Mehrkosten von rund 600 Mio. Euro im Jahr tragen.

Die vom BMWi im Weißbuch vorgeschlagenen Maßnahmen gehen an vielen Stellen in die richtige Richtung. Die Versorgungssicherheit kann grundsätzlich durch einen optimierten Strommarkt, dem eine Versorgungssicherheits-Reserve zur Seite gestellt wird, gewährleistet werden. Grundlage dafür ist ein diskriminierungsfreier Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen wie zum Beispiel flexible Kraftwerke, Stromspeicher oder Demand-Side-Management. Nur in dem Falle, dass die Reservekosten die Kosten eines alternativen Mechanismus übersteigen und bei gleichzeitiger Betrachtung der regulatorischen Risiken, sollte die Einführung eines Kapazitätsmechanismus geprüft werden. Bei dieser Prüfung wären unterschiedliche Kriterien anzulegen, die die Effizienz und die Effektivität eines alternativen Mechanismus gewährleisten würden (siehe BDI-Stellungnahme zum Grünbuch). Es muss grundsätzlich berücksichtigt werden, dass der Strommarkt ein komplexes wirtschaftliches – aber auch technisches – System von Erzeugung, Speicherung, Durchleitung und Verbrauch ist, dessen einzelne Komponenten, aber auch deren Zusammenspiel jeweils zu berücksichtigen sind.

Die Maßnahmen des Weißbuchs sind in weiten Teilen nur wenig detailliert. Insbesondere fehlt es an Konkretisierungen zu den Kosten und der Zeitachse. Zudem treten teilweise Inkonsistenzen auf, die zu Widersprüchen und Fragen führen. Insoweit sind aus Sicht des BDI an vielen Stellen Klarstellungen hinsichtlich der Ausgestaltung notwendig, um eine abschließende Bewertung möglich zu machen.

B. Zu den Maßnahmen des Weißbuchs im Einzelnen

Der BDI nimmt zu den Maßnahmen des Weißbuchs (S. 59 ff.) im Einzelnen in der Reihenfolge der Nennung im Weißbuch und nicht geordnet nach Prioritäten für den BDI wie folgt Stellung:

zu Maßnahme 1:

Freie Preisbildung am Strommarkt garantieren (Bearbeiter: Rendschmidt)

Ein weiterentwickelter Energy-Only-Markt – ergänzt um die Versicherungslösung einer Versorgungssicherheits-Reserve – kann gemäß der Gutachten, die für das BMWi erstellt wurden, ausreichend Versorgungssicherheit gewährleisten. Demnach liegen die Vorteile hier gegenüber einer Einführung eines Kapazitätsmechanismus vor allem in der geringeren Markteingriffs- und Regulierungstiefe (somit in einem geringeren Regulierungsrisiko). Notwendige Voraussetzung für das Funktionieren dieses stufenweisen Vorgehens ist aber, dass sowohl von der Politik als auch vom Stromverbraucher zeitweise Preisspitzen am Großhandels-Spotmarkt (Knappheitspreise bzw. Peak Load Pricing) akzeptiert werden und Flexibilitätsoptionen nutzbar sind. Das Zulassen von Preisspitzen am Großhandelsmarkt ermöglicht das Senden von wichtigen Investitionssignalen. Der BDI begrüßt daher die Maßnahme.

Sollte das vorgeschlagene Monitoring (siehe auch Maßnahme 18) aufzeigen, dass der optimierte Strommarkt eine hinreichende Versorgungssicherheit nachweislich nicht gewährleistet oder die Kosten einer Reservelösung die Kosten alternativer Modelle übersteigen, ist die Notwendigkeit strommarktflankierender Maßnahmen in Form von Kapazitätsmechanismen zu prüfen.

zu Maßnahme 2:

Kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht transparenter gestalten (Bearbeiter: Dr. Jahn)

Der BDI begrüßt dem Grunde nach, dass die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht noch transparenter ausgestaltet werden soll. Zutreffend führt das Weißbuch insoweit auch aus, dass die freie Preisbildung für den Strommarkt 2.0 wesentlich ist. Das kartellrechtliche Missbrauchsverbot sollte, wie dies im Weißbuch zugesichert wird, nicht darauf abzielen, Preisspitzen in Knappheitssituationen zu verhindern. Andernfalls ist eine ausreichende Fixkostendeckung im Strommarkt nicht möglich. Vielmehr sollte ausschließlich verhindert werden, dass Unternehmen Marktmacht nutzen, um Preise ungerechtfertigt in die Höhe zu treiben. Allerdings soll das Mark-Up-Verbot für marktbeherrschende Unternehmen laut Weißbuch unverändert bestehen bleiben, was zu einer Beeinträchtigung des Investitionssignals führen kann. Zu begrüßen wäre eine Klarstellung, dass es für marktbeherrschende Unternehmen zulässig ist, Mark-Ups bis zur Höhe der jährlichen Vollkosten einer Anlage einzupreisen. Zu klären ist ferner, welche Abgrenzung bei der Untersuchung des relevanten Markts für die Bestimmung der Marktmacht vorgenommen wird. Spätestens seit der Einführung des Market Coupling ist von einem einheitlichen europäischen Markt auszugehen, der mindestens das Marktgebiet Zentralwesteuropa umfasst.

Die bisherige Sichtweise des Bundeskartellamtes eines ausschließlich deutsch/österreichischen Marktes greift hier zu kurz.

Die im Weißbuch angekündigten Maßnahmen sind dem Grund nach zu begrüßen. Das Bundeskartellamt soll künftig einen Leitfaden für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht in der Stromerzeugung veröffentlichen. In diesem Leitfaden sollte, wie im Weißbuch zugesichert, insbesondere klar dargestellt werden, welche Situationen vom kartellrechtlichen Missbrauchsverbot erfasst sind und welche Unternehmen davon betroffen sein können.

Der BDI begrüßt ausdrücklich, dass laut Weißbuch vor Erstellung des Leitfadens das Bundeskartellamt in einen Dialog mit den betroffenen Unternehmen treten soll. Der BDI, seine Mitgliedsverbände und deren Unternehmen werden sich bei der Erstellung des Leitfadens gern einbringen auch um zu verhindern, dass die Reichweite der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht unnötig und ohne Augenmaß erweitert wird.

Der BDI bittet um Präzisierung, wann der Leitfaden erstmals erscheinen soll sowie, ob eine Überarbeitung nach einem gewissem Zeitraum nach derzeitigem Kenntnisstand angedacht ist.

Der BDI nimmt zur Kenntnis, dass das Bundeskartellamt laut Weißbuch mindestens alle zwei Jahre einen Bericht über die Marktverhältnisse in der Stromerzeugung vorlegt. Nach Auffassung des BDI ist dies nicht zwingend erforderlich, u. a. weil das Bundeskartellamt bisher bereits ein umfassendes Monitoring vorgenommen hat. Sofern an der Absicht festgehalten werden sollte ist es jedoch sachgerecht, dass der o. g. neue Bericht wie im Weißbuch vorgesehen mit dem bisherigen umfassenderen Monitoring des Bundeskartellamtes gekoppelt werden soll.

zu Maßnahme 3: Bilanzkreistreue stärken (Bearbeiter: Rendschmidt)

Grundlage für einen funktionierenden weiterentwickelten Strommarkt bilden ausgeglichene Bilanzkreise. Anreize zur Stärkung der Bilanzkreistreue sind daher hilfreich und zielführend. Eine Anpassung der Bepreisung von Ausgleichsenergie kann diese Anreize verbessern.

Eine höhere Pönale für die Über- oder Unterdeckung von Bilanzkreisen hingegen vermindert das Problem von Bilanzkreisabweichungen aufgrund von Prognoseabweichungen der erneuerbaren Energien nicht. Der BDI lehnt daher eine pauschale Verlagerung der Vorhaltungskosten in die Ausgleichsenergiekosten ab. Unabhängig davon wäre eine Umlage der Kosten für Primär- oder Sekundärregelleistungsvorhaltung vor dem Hintergrund des Verursacherprinzips ohnehin kritisch, da die Bilanzkreistreue lediglich auf 15-Minutenbasis definiert ist, Primär- und Sekundärregelleistung jedoch auf deutlich kürzeren Zeitskalen operieren. Folglich kann die Abwicklung der Vorhaltekosten für Primär- und Sekundärregelleistung über den Ausgleichsenergiepreis keine zielführenden Anreize setzen. Vielmehr ist eine rasche Umsetzung der Maßnahme ebenso wünschenswert wie die Weiterentwicklung der zugrunde liegenden Standardlastprofile.

Zur Stärkung der Bilanzkreistreue wird vorgeschlagen, (teilweise) Vorhaltekosten aus der Regelenergiebereitstellung über die in Anspruch genommene Ausgleichsenergie abzurechnen. Dieser Ansatz würde bei einer Bilanzkreisabweichung zu sehr hohen Ausgleichsenergiepreisen führen, da sich das Kostenvolumen erhöht. Dadurch wären insbesondere kleine Bilanzkreise – wie sie bei Industrieunternehmen in der Regel vorzufinden sind – mit einem hohen finanziellen Risiko konfrontiert und somit benachteiligt. Selbst einmalige unvorhersehbare Störungen im Produktionsablauf, die zu Verbrauchsabweichungen von der Prognose und somit zu Bilanzkreisabweichungen führen würden, hätten erhebliche Kosten für diese Unternehmen zur Folge.

Dieses finanzielle Risiko würde zu einer Abkehr von einer eigenen Bilanzkreisbewirtschaftung führen, die Anzahl der Bilanzkreise verringern und gleichzeitig dem Wettbewerb schaden. Darüber hinaus stellt das Vorhalten von Regelenergie eine Art Versicherung für alle Letztverbraucher dar, was das Umlegen dieser Kosten auf alle Kunden in der jeweiligen Regelzone rechtfertigt. Die Inanspruchnahme der Ausgleichsenergie – sprich der Einsatzkosten – wiederum muss auch weiterhin dem jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt werden.

zu Maßnahme 4: Bilanzkreise für jede Viertelstunde abrechnen (Bearbeiter: Rendschmidt)

Eine Abrechnung der Bilanzkreise auf Viertelstundenbasis erhöht ebenfalls die Anreize zur Bilanzkreistreue. Die geplante verpflichtende Abrechnung der Bilanzkreise über die Übertragungsnetzbetreiber hilft, insbesondere im Falle des Zurückgreifens auf die Kapazitätsreserve, die Systemstabilität und somit die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Konsequenterweise sollte eine Umstellung auf Viertelstundenprodukte auch auf europäischer Ebene stattfinden, damit im grenzübergreifenden Spotmarkthandel ein reibungsloser Ablauf sichergestellt werden kann.

Der Gesetzgeber hat in der EEG-Novelle 2014 zum Ausdruck gebracht, dass bei Eigenerzeugungen, die von der Verfügbarkeit des Einsatzbrennstoffes abhängig sind (Kuppelgasverstromungen), auch weiterhin von der 15-Minuten-Bilanzierung abzusehen ist. Gleiches sollte auch für die Eigenerzeugung in KWK-Anlagen gelten. Dort ist eine starke Abhängigkeit von der Wärmeerzeugung gegeben, die wiederum mit der benötigten Prozesswärme, in Beziehung steht. Mit der Rückkehr zur Jahresbilanzierung von Ein- und Ausspeisung können darüber hinaus Flexibilisierungspotenziale effizienter KWK-Anlagen mobilisiert werden (ein systemstabilisierender Zukauf findet hauptsächlich in Überschusszeiten im Sommer bzw. systemstützender Verkauf im Winter statt).

**zu Maßnahme 5:
Weiterentwicklung des Strommarktes europäisch einbetten
(Bearbeiter: Dr. Jahn)**

Der BDI begrüßt ausdrücklich, dass der Erhalt der Versorgungssicherheit künftig verstärkt europäisch betrachtet und die Vorteile des gemeinsamen liberalisierten, europäischen Strombinnenmarktes vermehrt ausgeschöpft und genutzt werden sollen. Auf die Bedeutung der Betrachtung und Nutzung des europäischen Ansatzes hat der BDI in seinen Stellungnahmen zu den Netzentwicklungsplänen auch in diesem Zusammenhang bereits ausdrücklich hingewiesen. Hierbei sind jedoch die beschränkten Kapazitäten der Netzkuppelstellen bzw. deren Kapazitätsentwicklung entsprechend zu berücksichtigen.

Zutreffend weist das Weißbuch darauf hin, dass mit dem überregionalen Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage national im idealen Netzausbauzustand weniger Kapazitäten vorgehalten werden müssen. Zudem wird voraussichtlich auch die Wahrscheinlichkeit für ungeplante Stromausfälle weiter sinken, weil Angebot und Nachfrage in einem größeren und enger vermaschten Markt besser zusammenkommen können und der Ausfall einzelner Stromleitungen kompensiert werden kann.

Im Zusammenspiel mit einem verstärkten europäischen Netz- und Grenzkuppelstellenausbau, wäre die Versorgungssicherheit EU-weit, bei wachsenden Anteilen regenerativer Stromerzeugung, am kostengünstigsten durch ein einheitliches EU-Fördersystem für erneuerbare Energien an den für sie geeignetsten Standorten zu gewährleisten. Auf diese Weise könnten Förderkosten insgesamt gesenkt werden. Regionale Ungleichgewichte in der volatilen Stromerzeugung aus Sonne und Wind würden durch die größeren Systemgrenzen in einem EU-Strombinnenmarkt besser ausbalanciert.

Der BDI begrüßt ausdrücklich, dass das BMWi eine gemeinsame Erklärung mit den „elektrischen“ Nachbarn im Juni 2015 zum Strommarkt unterzeichnet hat. Essenziell ist, dass alle Staaten unabhängig vom nationalen Energiemix und Strommarktmodell die Bedeutung von s. g. „no regret“-Maßnahmen als sinnvoll ansehen und zusammenarbeiten wollen. Wichtig und zukunftsweisend ist ferner, dass sie ein gemeinsames Verständnis von Versorgungssicherheit und eine gemeinsame Methodik zu ihrer Berechnung entwickeln werden. Die Einführung von nationalen Kapazitätsmärkten in Europa darf dem Grundsatz der freien Preisbildung nicht entgegenstehen und müsste bei der nationalen Ausgestaltung der einzelnen Kapazitätsmärkte berücksichtigt werden. Ein nationaler Kapazitätsmarkt dürfte den Fluss an Grenzkuppelstellen, der sich aufgrund von Marktpreisen einstellt, nicht beschränken. Dies bedeutet, dass bestehende Grenzkuppelkapazitäten weder für eine Beteiligung an einem ausländischen Kapazitätsmarkt, noch für den Austausch von Regelleistung reduziert oder reserviert werden dürfen.

Der BDI fordert auch weiterhin, dass der nationale SAIDI-Wert auch Versorgungsunterbrechungen von unterhalb 3 Minuten berücksichtigt und damit die Datengrundlage für eine präzisere Beschreibung der Versorgungssicherheit verbessert wird. Deshalb sollte der derzeit gültige nationale SAIDI-Wert deshalb auch nicht als alleiniges Maß für ein künftiges gemeinsames Verständnis zugrunde gelegt werden.

Ziel sollte vielmehr insgesamt sein, den vergleichsweise hohen Stand der deutschen Versorgungssicherheit bei einem gemeinsamen europäischen Verständnis und der Entwicklung einer gemeinsamen Methodik und Berechnung nicht zu gefährden, sondern zu verbessern. Die bisher hohe Versorgungssicherheit ist ein wesentlicher Vorteil des Industriestandortes Deutschland. Sie darf durch eine gemeinsame europäische Betrachtung und Methodik nicht gefährdet werden.

Insoweit sollte sich auch ein künftiger gemeinsamer Bericht der Übertragungsnetzbetreiber innerhalb der Europäischen Union nicht an den low performern orientieren, sondern hohe Benchmarks setzen. Ein europäischer Bericht darf im Ergebnis nicht zu weniger Versorgungssicherheit am Industriestandort Deutschland führen.

Insgesamt ist zwingend erforderlich, dass die Arbeit zum nationalen deutschen Strommarktgesetz mit der Konsultation zum Strommarktdesign auf Brüsseler Ebene eng miteinander abgestimmt und verzahnt wird.

**zu Maßnahme 6:
Regelleistungsmärkte für neue Anbieter öffnen
(Bearbeiter: Dr. Jahn)**

Die Absicht des BMWi Regelleistungsmärkte für neue Anbieter zu öffnen ist zu begrüßen. Wichtig ist jedoch, wie das Weißbuch zutreffend ausführt, dass auch die neuen Anbieter die Regelleistung zuverlässig zur Verfügung stellen können. Die Systemstabilität muss weiterhin gewährleistet sein und absolute Priorität haben.

Unter der vorgenannten Prämisse ist auch zu begrüßen, dass die Bundesnetzagentur noch in diesem Jahr (2015) ein Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen für die Regelleistung eröffnet, um neuen und flexiblen Anbietern die Teilnahme zu ermöglichen. Unter anderem soll die Kompetenz der Bundesnetzagentur ausgeweitet werden. Hierzu soll § 8 Abs. 1 S. 2 Stromnetzzugangsverordnung angepasst werden; nach geltender Rechtslage ist die eingesetzte Regelarbeitszeit derzeit gem. § 8 Abs. 1 S. 2 Stromnetzzugangsverordnung zum angebotenen Preis (Gebotspreisverfahren) zu vergüten. Die Bundesnetzagentur soll die Möglichkeit erhalten, künftig Regelarbeits- und Regelleistungspreise in einem Einheitspreisverfahren statt über das Gebotspreisverfahren zu bestimmen.

Essenziell ist, dass eine Anpassung nicht zu einer Erhöhung der Abrufkosten für Regelarbeit führt.

zu Maßnahme 7:

Zielmodell für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte entwickeln

(Bearbeiter: Dr. Jahn/Rendschmidt)

Gut die Hälfte der Stromkundenendpreise entfallen auf Steuern und Abgaben. Sinnvoll und notwendig ist es daher, ein Zielmodell für die staatlich veranlassten Strompreisbestandteile zu formulieren, damit Großhandelspreise Flexibilität auf der Angebots- und Nachfrageseite besser anreizen können. Grundsätzlich ist daher die Höhe der Zusatzbelastungen zu reduzieren.

Positiv ist, dass das BMWi nunmehr ein Zielmodell entwickeln will, damit die staatlich veranlassten Preisbestandteile und Netzentgelte schrittweise an die Erfordernisse der Energiewende angepasst werden. Hierbei sollen Kosten der Energieversorgung begrenzt und Versorgungssicherheit gestärkt sowie eine faire und transparente Lastenverteilung sichergestellt werden. Allerdings fehlen dem Ansatz Konkretisierungen hinsichtlich detaillierter Maßnahmen, Zeit und Ressourceneinsatz. Insbesondere kann auf die derzeitigen Ausgleichsregelungen für die Industrie nicht verzichtet werden, solange deutsche Unternehmen in Deutschland Standortnachteile aufgrund hoher Strompreise im Vergleich zu den meisten anderen Ländern in der Welt – aber auch in der EU – haben.

Das Weißbuch stellt fest, dass derzeit staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte die Wirkung der Großhandelspreise überlagern. Bei den Abnehmern verwässere der hohe Anteil der vorgenannten Preisbestandteile dessen Anreize oft noch zu stark. Eine dynamische EEG-Umlage, wie sie bisweilen diskutiert wird, würde über eine Vergrößerung der Schwankung der Strompreise für die betroffenen Verbraucher gezielt die Anreize für die Flexibilisierung der Nachfrage stärken. Allerdings adressiert dieser Mechanismus ausschließlich Teile der Nachfrageseite und vernachlässigt Flexibilitätsoptionen der Angebotsseite. Eine dynamische EEG-Umlage verstößt damit gegen das Prinzip eines level playing field und würde die Verantwortung für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf die Industrie abwälzen. Verbraucher, die aus technischen Gründen ihren Verbrauch nur sehr begrenzt nach dem Strompreis richten können, würden unter einer solchen Regelung massiv benachteiligt.

Das Weißbuch führt aus, dass ein systemdienlicher Betrieb von Eigenerzeugungsanlagen beabsichtigt wird. Ferner wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte Ausnahmen für den Eigenverbrauch vorsehen. Auch hieran wird der BDI die beabsichtigten gesetzlichen Regelungen und weiteren Maßnahmen messen. Bereits heute stellen industrielle Eigenerzeugungsanlagen vielfach Systemdienstleistungen im Rahmen ihrer technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten bereit. Neben der Bereitstellung von Systemdienstleistungen dienen industrielle Eigenstromerzeugungsanlagen jedoch vorrangig der effizienten, wettbewerbsfähigen und sicheren Wärme- und/oder Stromversorgung am Standort. Vor diesem Hintergrund sind entsprechende Entlastungsoptionen wie zum Beispiel im EEG industriepolitisch notwendig und energiewirtschaftlich gerechtfertigt.

Die Notwendigkeit der Systemdienlichkeit gilt sowohl für konventionelle als auch für erneuerbare Erzeugungsanlagen.

Der BDI weist darauf hin, dass insoweit auch die Einbeziehung von Neuanlagen in die Regelungen der „bestehenden Begünstigungen“ essenziell ist.

Positiv ist, dass das Zielmodell gemeinsam mit den betroffenen Akteuren unter ausdrücklicher Einbeziehung der Netz- als auch der Marktbelange entwickelt werden soll. Der BDI wird seine o. g. Petita gern detailliert u. a. in den Plattformen des BMWi zu „Stromnetzen“ und „Strommarkt“ einbringen.

Der BDI begrüßt dem Grunde nach, dass eine effiziente Kopplung des Stromsektors mit dem Wärme- und Verkehrssektor erfolgen soll. Unklar ist jedoch, was mit folgendem Satz gemeint ist: „Damit diese Entscheidungen zu einem effizienten Gesamtsystem führen, müssen die Preise für Energieträger die durch sie verursachten volkswirtschaftlichen Kosten reflektieren.“ Der BDI bittet insoweit um Konkretisierung.

Sofern hiermit die Internalisierung von externen Kosten gemeint sein sollte, wäre dies zu weitgehend und nicht sachgerecht. Zudem wären sie im Einzelfall vom Umfang her auch nicht bezifferbar.

Das Weißbuch führt aus, dass eine angepasste Netzregulierung das optimale Verhältnis zwischen Nutzung lokaler Flexibilität und Netzausbau herstellen muss. Der BDI weist darauf hin, dass das „optimale Verhältnis“ im Weißbuch zwar angesprochen, jedoch nicht näher erläutert wird.

Die Aussage, der Netzausbau sei die kostengünstigste Flexibilitätsoption, steht im Widerspruch zu dem eingeforderten „Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen“. Vielmehr muss ein Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen im Sinne eines level playing field ermöglicht werden, damit sich die wirtschaftlich effizientesten Optionen am Markt durchsetzen. Maßgeblich für den Bedarf an Flexibilität und für eventuelle Reaktionen von Angebot und Nachfrage sind die Signale des EOM und des Regelenergiemarktes. Um Marktverzerrungen zu vermeiden, sollte daher auch keine spezifische Bevorzugung einzelner Flexibilitätsoptionen erfolgen. Zudem ist zu berücksichtigen, dass der Netzausbau sowie das Funktionieren der Grenzkuppelstellen in zahlreichen Fällen eine notwendige Voraussetzung dafür ist, dass die Industrie Flexibilitätsoptionen überhaupt nutzen kann.

Anreize für Effizienz und Flexibilität müssen aufeinander abgestimmt werden. Als Leitmotiv des zukünftigen Strommarkts ist daher das Konzept der „flexiblen Effizienz“ sinnvoll. Die Stromeinsparziele aus dem Energiekonzept der Bundesregierung erscheinen vor diesem Hintergrund mehr als fragwürdig.

Insbesondere ist zu berücksichtigen, dass die besonders im Fokus stehenden Eigenerzeugungsanlagen in der Industrie meist fest in die Produktionsprozesse, Stoff- und Energiekreisläufe integriert sind und somit gar nicht unabhängig geregelt werden können. Folglich kann ein systemdienlicher Betrieb von Eigenerzeugung auch nur erwartet werden, wenn er technisch und wirtschaftlich sinnvoll ist.

Auch insoweit muss man den Strommarkt europäisch denken und darf nicht nur nationale Betrachtungen hinsichtlich Lastenverteilung oder Fairness anstellen.

**zu Maßnahme 8:
Besondere Netzentgelte für mehr Lastflexibilität öffnen
(Bearbeiter: Dr. Jahn)**

Der BDI begrüßt, dass rechtliche Anpassungen dafür geschaffen werden sollen, dass flexible Großverbraucher das Netz entlasten und auf dem Strommarkt ihre Flexibilität anbieten können.

Derzeit setzen die besonderen Netzentgelte für stromintensive Letztverbraucher laut Weißbuch teilweise zu starke Anreize für ein gleichmäßiges Abnahmeverhalten. Insbesondere können flexible Großverbraucher nach geltender Rechtslage ihre Netzentgeltreduzierung verlieren, wenn sie ihren Verbrauch erhöhen oder reduzieren.

Die Stromnetzentgeltverordnung (§ 19 Abs. 2) soll novelliert werden. Die vorgeschlagenen Maßnahmen sind grundsätzlich sinnvoll. Insbesondere soll flexibles Verbrauchsverhalten durch Bereitstellung von Regelleistung künftig nicht mehr zu einem Verlust des besonderen Netzentgeltes führen. Dies ist sachgerecht. Zudem werden Verbrauchsreduktionen von Großverbrauchern zu Hochpreiszeiten vermehrt ermöglicht. Darüber hinaus sollen Verbrauchserhöhungen für Großverbraucher in Zeiten negativer Preise vermehrt zugelassen werden. Auch letztgenannte Maßnahmen sind sinnvoll.

Essenziell ist, dass eine Verknüpfung der Regelung von § 19 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung (stromintensive und atypische Netznutzung) mit Flexibilitätsprodukten zum Beispiel Regelleistungserbringung auf ausschließlich freiwilliger Basis erfolgt. Der BDI lehnt eine obligatorische Verknüpfung, wie sie im Evaluierungsbericht der Bundesnetzagentur vorgeschlagen wird, ab.

Insgesamt ist wichtig, dass § 19 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung wie im Weißbuch ausgeführt, lediglich angepasst und dabei der derzeitige Gesetzeszweck (Großverbraucher erhalten reduzierte Netzentgelte für ihr systemdienliches Verhalten) nicht aufgegeben, sondern lediglich auf weitere Sachverhalte erweitert wird.

Die Wettbewerbsfähigkeit der stromintensiven Industrie darf durch die Anpassung der Stromnetzentgeltverordnung nicht ansatzweise gefährdet werden.

Der BDI bittet insoweit auch ausdrücklich um frühzeitige Einbeziehung der stromintensiven Industrie im Rahmen der Novellierung der Stromnetzentgeltverordnung.

Zu berücksichtigen ist auch, dass nicht alle Industriebranchen technisch in der Lage sind, eine gleichmäßige Abnahme und einen flexiblen Lastabwurf/Regelenergie zur Verfügung zu stellen. Diese Industriebranchen können aus zwingenden technischen Gegebenheiten die Produktion nicht kurzfristig herunterfahren oder stoppen.

**zu Maßnahme 9:
Netzentgeltsystematik weiterentwickeln
(Bearbeiter: Dr. Jahn)**

Der BDI begrüßt die geplanten Änderungen zur Netzentgeltsystematik nur teilweise.

Das Weißbuch sieht vor, dass ein einheitliches Entgelt für die Nutzung der Übertragungsnetze die Netzentgeltniveaus angleichen soll. Hierdurch werden die regionalen Netzentgelte zwar nicht aufgehoben, aber nivelliert. Bisher haben die teils großen Unterschiede bei den Netzentgelten laut Weißbuch zu nicht zu rechtfertigenden Verzerrungen zwischen einzelnen Regionen geführt.

Tatsache ist, dass bei der Wälzung der Netzkosten bisher das Verursacherprinzip gilt. Demgemäß werden regionale und lokale Maßnahmen nicht über Gesamtdeutschland verteilt, sondern sind von den jeweiligen Nutzern zu tragen. Das bisherige Prinzip hat sich bewährt. Zudem trägt es den unterschiedlichen regionalen Kostenstrukturen der Netzbetreiber Rechnung.

Ferner erschließt sich auch aus dem Weißbuch nicht, warum das Verursacherprinzip aufgegeben werden sollte. Aus dem Weißbuch ist insbesondere nicht ersichtlich, welchen ökonomischen Vorteil eine Umverteilung der Kosten haben könnte. Insoweit wird lediglich ausgeführt, dass die teils großen Unterschiede bei den Netzentgelten zu nicht zu rechtfertigenden Verzerrungen zwischen den Regionen führen. Insoweit wird unserer Auffassung nach lediglich vom Ergebnis her argumentiert. Der BDI bittet aufgrund o. g. Überlegungen um nochmalige Prüfung, ob eine Umverteilung der Netzentgelte wie im Weißbuch angeregt im Ergebnis tatsächlich sinnvoll ist. Solange dies nicht erwiesen ist, sollte an der verursachungsgerechten Entgeltsystematik festgehalten werden. Eine Erhöhung der Netzentgelte im Durchschnitt sollte auf jeden Fall zwingend vermieden werden.

Das Weißbuch sieht eine weitere Änderung vor. Laut Weißbuch sollen die vermiedenen Netzentgelte für Anlagen, die ab 2021 in Betrieb gehen, abgeschafft werden. Bestehende (erneuerbare und konventionelle) Anlagen einschließlich KWK-Anlagen, die bis einschließlich 2020 in Betrieb gehen, erhalten Bestandschutz. Auf diese Weise sollen insbesondere die Anreize für einen kosteneffizienten Netzausbau in den Regionen erhalten bleiben.

Eine vollständige Streichung ab 2021 für KWK-Anlagen sieht der BDI als nicht sachgerecht an. Insbesondere bei KWK-Anlagen, die stets in räumlicher Nähe zu Wärmeabnehmern und damit auch Stromabnehmern liegen, ist auch in Zukunft eine Entlastung vorgelagerter Netze vorhanden.

**zu Maßnahme 10:
Regeln für die Aggregation flexibler Stromverbraucher klären
(Bearbeiter: Dr. Jahn)**

Die Aggregation, d. h. die Bündelung von flexiblen Stromverbrauchern, kann bisher ungenutzte Potenziale effizient heben. Derzeit gibt es noch keine spezifischen Regeln zu Rechten und Pflichten von Aggregatoren im Strommarkt 2.0. Bisher dominieren Großverbraucher den Markt für Lastmanagement. Künftig wird die Bündelung und Vernetzung dezentraler Anlagen in virtuellen Kraftwerken an Bedeutung zunehmen, um kostengünstig Regelleistung bereitstellen zu können. Die Etablierung eines neuen Marktteilnehmers erfordert eine neue Definition der Aufgaben und Pflichten in Abgrenzung zu den Bilanzverantwortlichen.

Der BDI begrüßt, dass die Bundesregierung den Handlungsbedarf bei der Verortung der Aggregatoren im Strommarkt erkannt hat. Aggregatoren erschließen und vermarkten Flexibilität auf der Nachfrageseite. Das Geschäftsmodell ist mit dem Geschäftsmodell von Lieferanten von Strom nicht vergleichbar. Deshalb sollte es auch regulatorisch nicht so behandelt werden.

Nach erster Einschätzung sollte ein Mechanismus gefunden werden, bei dem zum einen der Aggregator den bisherigen Lieferanten nicht verdrängen muss. Zum anderen sollte der Lieferant die Erschließung von Flexibilität bei seinen Kunden nicht von seiner Zustimmung abhängig machen dürfen. Nur so kann der notwendige Wettbewerb um die Entdeckung und Erschließung von Flexibilität erreicht werden, bei dem Lieferanten und Aggregatoren auf Augenhöhe agieren können. Zugleich muss dies auch sauber im Bilanzkreismanagement abgebildet werden.

Der BDI begrüßt, dass BMWi und Bundesnetzagentur mit den betroffenen Akteuren zur Findung des Mechanismus in einen Dialog treten wollen. Zur Vereinfachung sollte ein Leitfaden erstellt werden, in dem dargestellt wird, welche Vertragsbeziehungen zwischen dem Aggregator, Bilanzkreisverantwortlichen und Lieferanten geregelt sein müssen, wie die Rechte und Pflichten der Beteiligten aussehen und wie ein solcher Prozess idealerweise ausgestaltet sein sollte. Zur Vermeidung von Ineffizienzen sollte die Möglichkeit der regelzonenübergreifenden Besicherung eingeräumt werden. Regelwerke müssen technologie-neutral formuliert werden.

Sinnvoll ist ferner, dass im ersten Schritt der Zugang für Aggregatoren zu den Regelenenergiemärkten vereinfacht werden soll – u. a. durch Anpassung von § 26 Abs. 3 Stromnetzzugangsverordnung. Darüber hinaus sollten BMWi und Bundesnetzagentur wie im Weißbuch vorgesehen prüfen, ob und inwieweit eine effiziente Umsetzung der Öffnung der Bilanzkreise weitere Regelungen erfordert.

zu Maßnahme 11:
Verbreitung von Elektromobilität unterstützen
(Bearbeiter: Dr. Jahn)

Der BDI begrüßt, dass das BMWi die Entwicklung der Elektromobilität stärker forcieren möchte.

Positiv ist, dass die energiewirtschaftliche Einordnung klargestellt wird. Insoweit ist auch zu begrüßen, dass das Strommarktgesetz die Ladepunkte im Energiewirtschaftsgesetz energierechtlich einordnet und dadurch die Rechte und Pflichten der Betreiber von Ladepunkten darstellt.

Bei der energiewirtschaftlichen Einordnung der Ladepunkte ist insgesamt streng darauf zu achten, dass verschiedene Technologien in den Wettbewerb um die effizienteste Ladeinfrastruktur treten können.

Der BDI begrüßt ebenfalls, dass Regelungen zum diskriminierungsfreien Zugang der Nutzer von Elektrofahrzeugen zur Ladeinfrastruktur erfolgen sollen.

zu Maßnahme 12:
Vermarktung von Netzersatzanlagen ermöglichen
(Bearbeiter: Dr. Jahn)

Der BDI begrüßt, dass die Vermarktung von Netzersatzanlagen vereinfacht werden soll. Denn Netzersatzanlagen können die Stromversorgung von Infrastrukturen bei lokalen Ausfällen des öffentlichen Netzes unterstützen. Die Deckung der Marktnachfrage sollte jedoch ausschließlich über Netzersatzanlagen von Marktteilnehmer erfolgen. Auf Anlagen von regulierten Netzbetreibern sollte nicht zurückgegriffen werden. Neben der Frage der Zweckentfremdung und Bepreisung einer solchen Anlage des Netzbetreibers würde der Netzbetreiber damit aktiv in den Markt eingreifen.

Positiv ist, dass die bestehenden Potenziale systematisch erfasst werden sollen. Die Bundesnetzagentur will ab 2017 ein neues Marktstammdatenregister öffentlich zur Verfügung stellen, welches dann bestehende Netzersatzanlagen erfassen soll. Aufgrund der Zielsetzung des Registers sollten auch Neuanlagen erfasst werden. Aus dem Wortlaut des Weißbuches zu Maßnahme 12 ist dies jedoch nicht klar ersichtlich. Der BDI bittet insoweit um Klarstellung.

Erfreulich ist ferner, dass die regulatorischen Rahmenbedingungen verbessert werden sollen. Das neue Strommarktgesetz soll gesetzlich sicherstellen, dass Neuanlagen von Netzersatzanlagen verstärkt am Strommarkt teilnehmen können. Sachgerecht ist, dass insbesondere die technischen Voraussetzungen zur Teilnahme am Strommarkt im Strommarktgesetz definiert werden sollen. Netzersatzanlagen können nur zur Versorgungssicherheit beitragen, wenn die Anlagen die technischen und regulatorischen Voraussetzungen für eine temporäre Teilnahme am Strommarkt erfüllen.

**zu Maßnahme 13:
Smart Meter schrittweise einführen
(Bearbeiter: Dr. Jahn)**

Der BDI begrüßt, dass das BMWi das seit langem in der Plattform „Intelligente Netze und Zähler“ diskutierte „Verordnungspaket Intelligente Netze und Zähler“ auf den Weg bringt. Die Industrie wartet hierauf seit Jahren. Entsprechende gesetzliche Regelungen sind insbesondere aufgrund des sich komplett wandelnden Energiemarktes zwingend erforderlich. Ohne die notwendige Infrastruktur kann ein flexibler Energiemarkt nicht entstehen. Im Strommarkt 2.0 flexibilisieren sich Erzeuger und Nachfrager über die Marktpreissignale. Diese Flexibilisierung erfordert eine zuverlässige Mess- und Steuerungsinfrastruktur.

Positiv ist, dass vor dem Hintergrund der Kosten-Nutzen-Sicht zum gegenwärtigen Zeitpunkt auf einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Messsysteme verzichtet wird. Nach Auffassung des BDI ist ein schrittweises Vorgehen beim Einbau intelligenter Messsysteme nach einzelnen Verbrauchsgruppen und Erzeugungsanlagen sachgerecht, um bestehende Flexibilitäten zu nutzen und neue zu heben.

Der BDI unterstützt aus vorgenannten Gründen den Ansatz des begrenzten und auf einer Kosten-Nutzen-Betrachtung beruhenden verpflichtenden Rollouts. So kann die notwendige ITK-Infrastruktur geschaffen und eine schnelle Kostendegression bei den Endgeräten erreicht werden. Dies soll es perspektivisch jedermann erlauben, bei Bedarf am flexiblen Energiemarkt teilzunehmen. Verbrauchergruppen unterhalb der gesetzlichen Einbau-schwelle müssen von neuen Anbietern einfach erschlossen werden können. Dabei sind ein hohes Maß an Datenschutz und Datensicherheit unerlässlich. Zugleich sollten attraktive Bündelangebote und der Mehrmedieneinsatz schnell ermöglicht werden.

Der BDI geht davon aus, dass sich u. a. auch für Unternehmen der Energiewirtschaft, Gewerbebetriebe und große Privatverbraucher neue Geschäftsmodelle und Marktchancen eröffnen. Der BDI ist hierauf in seiner Publikation „Impulse für eine smarte Energiewende – Handlungsempfehlungen für ein IKT-gestütztes Stromnetz der Zukunft“ ausführlich eingegangen.

Der BDI begrüßt, dass das o. g. Verordnungspaket nunmehr zu einem Gesetz (Artikelgesetz) „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ zusammengefasst werden wird.

Der BDI wird zum Referentenentwurf noch ausdrücklich Stellung nehmen, sobald dieser vorliegt.

**zu Maßnahme 14:
Netzausbau durch „Spitzenkappung“ von Erneuerbaren-Energien-Anlagen reduzieren
(Bearbeiter: Dr. Jahn)**

Der BDI begrüßt, dass ein Modell zur „Spitzenkappung“ von Erneuerbaren-Energien-Anlagen als gesetzliche Vorgabe für Übertragungsnetzbetreiber durch Anpassung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes eingeführt werden soll.

Der BDI hat sich bereits in seinen zweimal jährlich erarbeiteten Stellungnahmen zu den Netzentwicklungsplänen Strom seit langem dafür ausgesprochen, dass es wirtschaftlich sinnvoll ist, dass die Übertragungsnetzbetreiber die Netze nicht für die „letzte Kilowattstunde“ ausbauen sollen. Folglich wird durch diese im Weißbuch angekündigte Maßnahme ein Petition des BDI umgesetzt.

Bei der Netzplanung soll die jährliche Stromerzeugung je angeschlossener Onshore-Windenergieanlage und Photovoltaikanlage laut Weißbuch um bis zu drei Prozent reduziert werden. Diese Vorgabe enthält bereits der von der Bundesnetzagentur genehmigte Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2025. Unabhängig davon bitten wir um nochmalige Darlegung der Gründe für die Festlegung dieser Höhe der Prozentzahl. Essenziell ist, dass die regulatorische Ausgestaltung der Spitzenkappung zu einer volkswirtschaftlichen Optimierung gegenüber einem alternativen Netzausbau führt.

Unabhängig von der geplanten Prozentzahl bei der jetzigen Novellierung sollte bei den Anpassungen der o. g. Gesetze jedoch ausdrücklich festgehalten werden, dass eine Anpassung der Prozentzahl zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen soll. Wir empfehlen beispielsweise folgende Formulierung:

„Die Spitzenkappung beträgt derzeit fünf Prozent. Die Prozentzahl wird zwingend erhöht und damit angepasst, sobald dies vertretbar ist. Ziel ist und bleibt ein bedarfsgerechter und volkswirtschaftlich sinnvoll dimensionierter Netzausbau.“

Der BDI sieht es als sinnvoll an, dass wie laut Weißbuch vorgesehen, Alt- und Neuanlagen unter die „Spitzenkappung“-Regelung fallen sollen. Ferner ist es nach Auffassung des BDI sachgerecht, dass die Netzbetreiber die einzelnen Anlagen weiterhin flexibel abregeln können sowie die Redispatch- und Entschädigungsregelungen laut Weißbuch erhalten bleiben sollen.

Der BDI bedauert und kritisiert, dass die Regelung der „Spitzenkappung“ laut Weißbuch nicht auch auf Verteilnetzebene angewendet werden soll. Tatsache ist, dass das Modell der Spitzenkappung bei EEG-Anlagen („3 Prozent-Modell“) ursprünglich zur Vermeidung von Netzausbau auf Verteilnetzebene diente. Laut BMWi-Verteilnetzstudie kann auf diese Weise im Zusammenspiel mit intelligenten Ortsnetztrafos der Verteilnetzausbau von etwa 130.000 km auf 55.000 km gesenkt werden. Dadurch würden laut Verteilnetzstudie die jährlichen Kosten für den Verteilnetzausbau um 20 Prozent reduziert.

Auch vor dem Hintergrund der vom BMWi durch die Verteilnetzstudie selbst erworbenen Erkenntnisse ist die laut Weißbuch vorgesehene Anwendbarkeit und Einschränkung des Modells ausschließlich auf die Übertragungsnetze weder sinnvoll noch nachvollziehbar. Der BDI regt deshalb an, auch die Verteilnetzebene in die Regelung mit einzubeziehen.

Auch in unseren BDI-Stellungnahmen zu den Netzentwicklungsplänen Strom hatten wir die „Spitzenkappung“ für die Übertragungs- und Verteilnetzebene ausdrücklich angeregt.

Zumindest bittet der BDI um Erläuterung seitens des BMWi, warum die „Spitzenkappung“ laut Weißbuch auf die Übertragungsnetzebene beschränkt sein soll.

Zugleich sollte bei der Ausgestaltung ein Mechanismus gefunden werden, bei dem ein Anreiz bestehen bleibt, dass lokale oder mobile flexible Verbraucher den Engpass durch erhöhten Verbrauch vor dem Engpass beheben können (erste Stufe) – zum Beispiel durch Power-to-Heat, Power-to-Gas-Anlagen, Power-to-Chem-Technologien oder innovative Speichertechnologien.

Nur wenn sich kein lokaler Abnehmer zur Behebung von Engpässen findet, sollte erst auf einer zweiten Stufe eine „harte“ Abregelung stattfinden dürfen, bei der der Strom ungenutzt bleibt. Dies setzt auch Anreize zur verbesserten Engpassprognose in den Verteilnetzen voraus. Folglich schlägt der BDI insoweit ein zweistufiges Verfahren vor.

**zu Maßnahme 15:
Mindesterzeugung evaluieren
(Bearbeiter: Dr. Jahn)**

Der BDI begrüßt, dass die Mindestenerzeugung, die derzeit überwiegend durch konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke bereitgestellt wird, in einem Bericht der Bundesnetzagentur evaluiert werden soll. Der Bericht soll alle zwei Jahre erscheinen.

Das Weißbuch führt aus, dass derzeit eine bestimmte Mindestenerzeugung für die Systemstabilität notwendig ist sowie diese Mindestenerzeugung „erneuerbare Energien verdrängen und damit volkswirtschaftliche Ineffizienzen erzeugen kann“.

Der BDI weist darauf hin, dass die Versorgungssicherheit und damit auch die Systemstabilität für den Industriestandort Deutschland von elementarer Bedeutung ist. Insofern warnt der BDI davor, dass an der Systemstabilität, zugunsten vorgenannter im Weißbuch erwähnter Kriterien durch den Inhalt des Berichts Abstriche gemacht werden. Unabdingbar ist, dass die Systemstabilität auch in Zukunft jederzeit gesichert ist. Ausschließlich unter dieser Zielvorgabe sollten wie im Weißbuch vorgesehen „Einflussfaktoren für die Mindestenerzeugung und ihre Entwicklung“ regelmäßig evaluiert und geprüft werden, wie gegebenenfalls auch bei einer niedrigen Mindestenerzeugung die Systemstabilität gewährleistet werden kann.

Festzustellen ist, dass eine niedrigere Mindesterzeugung keinesfalls zu Abstrichen an der Systemstabilität führen bzw. diese bewirken darf. Mindesterzeugung, die vom Netzbetreiber durch Aktivierung von Redispatch-Maßnahmen, Aktivierung der Netz- und insbesondere der Kapazitätsreserve erfolgt, ist bei der Analyse der Bundesnetzagentur von der marktgetriebenen Mindesterzeugung zudem zu separieren. Ferner sind Eigenerzeugungsanlagen, die weitestgehend auf Restenergien von Produktionsprozessen basieren, von solchen Erwägungen auszunehmen. Denn sie sind nicht ohne erhebliche Auswirkungen auf die Produktionsprozesse beeinflussbar.

Im Übrigen ist bei allen beabsichtigten Maßnahmen zu berücksichtigen, dass die Mindesterzeugung ein Marktergebnis ist, das aus den technischen Anforderungen Primärregelleistung zu erbringen und vermiedenen Startkosten von thermischen Kraftwerken resultiert. Negative Strompreise senden ein effizientes Signal, die Mindesterzeugung soweit wie möglich abzusenken. Es verbleibt jedoch in jedem Fall ein zur Systemstabilität erforderliches Mindestmaß.

Zudem lässt sich die Mindesterzeugung künftig weiter absenken, wenn alternative technische Möglichkeiten, wie zum Beispiel Batterien, wettbewerbsfähig werden. Regulatorische Maßnahmen sind hierfür jedoch auch künftig nicht erforderlich. Vielmehr würden sie das Marktergebnis verzerren und dazu führen, dass das Gesamtsystem in Summe teurer würde. Dies sollte jedoch auf jeden Fall vermieden werden.

**zu Maßnahme 16:
Kraft-Wärme-Kopplung in den Strommarkt integrieren
(Bearbeiter: Rendschmidt)**

Auch in Zukunft wird die effiziente und klimafreundliche Kraft-Wärme-Kopplung eine wichtige Rolle im Rahmen der Energiewende spielen. Bei einer vorgeschlagenen Neugestaltung des KWK-Ausbauziels auf 25 Prozent der regelbaren Stromerzeugung ist zu bedenken, dass politische Ziele planbar und verlässlich sein sollten – insbesondere wenn damit weitreichende Investitionsentscheidungen verbunden sind.

Unklar ist, wie das veränderte KWK-Ziel mit den übrigen vorgeschlagenen Einzelmaßnahmen zur KWK in Einklang zu bringen ist: Erhöhung des förderfähigen Investitionsvolumens in Wärmenetze und Wärmespeicher, temporäre Förderung hocheffizienter mit Gas gefeuerter KWK-Anlagen der öffentlichen Versorgung sowie die Förderung der Umstellung von Kohle-KWK auf Gas-KWK.

Zusätzlich ist die vorgesehene Diskriminierung der industriellen gegenüber der öffentlichen Versorgung unter Klimaschutzgesichtspunkten nicht sachgerecht und es stellt sich die Frage wie diese rechtlich begründet wird.

Gleichzeitig verstößt das Weißbuch auch bezüglich der Brennstoffwahl klar gegen die Grundsätze der Nichtdiskriminierung und der Technologieoffenheit sowie die BDI-Forderung nach optimaler Nutzung der Flexibilitäten, wenn nur der Bestand von Gas-KWK gesichert und zudem die Umstellung von Kohle-KWK auf gasgefeuerte Anlagen gefördert wird. Diese Maßnahmen sollten als solche strikt bis 2020 befristet bleiben. Da die Kohle aufgrund ihrer Eigenschaften als Energieträger auch weiterhin im Energiemix benötigt werden wird, dürfen diese Maßnahmen nicht in eine dauerhafte Anti-Kohle-KWK-Politik münden. Im Sinne einer diskriminierungsfreien Vorgehensweise sollte nach 2020 das ETS das allein maßgebliche Klimaschutzinstrument im Stromsektor sein und keine zusätzlichen Restriktionen für den Strommarkt eingeführt werden.

Die industrielle KWK leistet einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz und ist ein wichtiger Baustein in der Kette industrieller Fertigungsprozesse. Sie bleibt auch zukünftig sinnvoll und somit förderungswürdig, insbesondere sofern wirtschaftlich erschließbare Wärme- und Stromsenken vorhanden sind.

Die KWK-Förderung im Fall der Eigenerzeugung sollte auch in Zukunft in vollem Umfang weitergeführt werden.

**zu Maßnahme 17:
Mehr Transparenz über Strommarktdaten schaffen
(Bearbeiter: Dr. Jahn)**

Der BDI begrüßt dem Grunde nach, dass mehr Transparenz über Strommarktdaten geschaffen werden soll. Die Schaffung von Transparenz sollte für die Unternehmen jedoch nicht mit mehr Bürokratie wie zum Beispiel der Bereitstellung bzw. der Zusammentragung von Informationen (Zahlen) verbunden sein. Auf jeden Fall sollte der Aufwand überschaubar und verhältnismäßig sein. Zudem ist fraglich, ob die vom BMWi anvisierten Maßnahmen überhaupt erforderlich sind oder die bestehenden Maßnahmen auf nationaler und europäischer Ebene bereits ausreichen. So gab es z. B. bereits eine Kooperation zwischen der EEX und den Übertragungsnetzbetreibern, die genutzt werden kann. Auch könnte die Benutzerfreundlichkeit der ENTSO-E-Plattform verbessert werden und sie in den jeweiligen EU-Sprachen abrufbar sein.

Unabhängig von vorgenannten Überlegungen kann und darf die Schaffung von Transparenz jedoch zum Schutz von Unternehmen und Verbrauchern nur in klar per Gesetz definierten Schranken gewährt werden. Grundvoraussetzung ist, dass Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse sowie die Privatsphäre von Verbrauchern/Kunden zwingend weiterhin geschützt werden. Dies wird im Weißbuch zwar ausdrücklich zumindest hinsichtlich des von der Bundesnetzagentur bis 2017 zur Verfügung zu stellenden Marktstammdatenregisters zugesichert.

Jedoch bleiben hierzu im Weißbuch noch viele Fragen offen. Unklar ist zum Beispiel, wie „relevante Stammdaten“ und „datenschutzrechtlich zulässige Daten“ künftig im Strommarktgesetz definiert werden.

Laut Weißbuch soll neben dem Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur eine Online-Informationsplattform über Strommarktdaten in Anlehnung an die in englischer Sprache bereits seit 2015 bestehende europäische Transparenzplattform aufgrund der europäischen Transparenzverordnung geschaffen werden.

Das Weißbuch führt insoweit aus, dass die „Prüfung der Aufnahme weiterer relevanter Informationen“ wie z. B. die „gebündelte Veröffentlichung von Insiderinformationen“ im Rahmen der REMIT-Verordnung untersucht werden soll. Der BDI weist ausdrücklich darauf hin, dass auch insoweit die Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse weiterhin zwingend geschützt und nicht durch ein neues Strommarktgesetz de facto ausgehebelt werden.

Wichtig ist im Übrigen, dass auch die Verbraucher/Kunden geschützt werden müssen. Die Tatsache, dass Daten teilweise nur lückenhaft und nicht in Echtzeit veröffentlicht werden, dient in erster Linie den Verbrauchern/Kunden. Auch vor diesem Hintergrund sollten die im Weißbuch angekündigten Anpassungen der Veröffentlichungspflichten des Energiewirtschaftsgesetzes im Strommarktgesetz mit Augenmaß angepasst werden. Eine Abwägung zwischen den Vorteilen (mehr Transparenz) und den Nachteilen (Gefährdung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen sowie Gefährdung der Privatsphäre von Verbrauchern/Kunden) ist hierbei stets vorzunehmen.

Offen bleibt, wer die Online-Plattform mit Strommarktdaten betreiben und verwalten soll. Der BDI bittet insoweit um Erläuterung. Der BDI regt an, dass dies in der Hand von BMWi oder der Bundesnetzagentur liegt.

Zu allen o. g. Punkten bittet der BDI ausdrücklich um einen frühzeitigen Dialog mit den betroffenen Akteuren auch über die vom BMWi eingerichteten Plattformen „Stromnetze“ und „Strommarkt“ hinaus. Es sollte zunächst die Frage der Notwendigkeit sowie danach die Frage des Umfangs sowie der damit verbundenen Kosten ausführlich ergebnisoffen diskutiert werden. Insbesondere aufgrund der Tatsache, dass die REMIT-Verordnung, die Markttransparenzstelle sowie die EEX-Transparenzplattform bereits vorhanden sind, ist nicht ersichtlich, welche Daten dem BMWi noch fehlen. Falls wider erwartend erhebliche Daten fehlen sollten, plädieren wir dafür, auch in diesem Falle zunächst zu prüfen, ob diese Informationen über eine der bestehenden Plattformen bereitgestellt werden können.

zu Maßnahme 18: Versorgungssicherheit überwachen (Bearbeiter: Rendschmidt)

Um ein ausreichendes Maß an Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, muss dieses zuerst einmal definiert werden. Bevor die geeigneten Instrumente diskutiert und angewendet werden können, muss zuvor ein Ziel formuliert werden: Was genau ist mit Versorgungssicherheit gemeint und welches Niveau soll sie erreichen?

Das gesamtwirtschaftlich optimale Maß an Versorgungssicherheit im Sinne der garantiert vorgehaltenen Leistung ist dann erreicht, wenn die Gesamtkosten aus Kosten der Kapazitätsbereitstellung und erwarteten Kosten von Versorgungseinschränkungen in Folge unzureichender Erzeugungskapazität am geringsten sind. Versorgungssicherheit ist also kein Selbstzweck, sondern es existiert ein volkswirtschaftlich optimales Versorgungssicherheitsniveau.

Ein zu definierender Standard schafft einen allgemein anerkannten Maßstab für das, was die Gesellschaft hinsichtlich Versorgungssicherheit erwartet. Anhand anerkannter wissenschaftlicher Methoden muss dann durch qualifizierte Institute in einer mehrjährigen Vorausschau untersucht werden, ob der Versorgungssicherheitsstandard auch in Zukunft eingehalten wird. Bereits heute publiziert die Bundesnetzagentur in Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern regelmäßig Berichte zur netzseitigen Versorgungssicherheit. Diese Berichte können ergänzt und weiterentwickelt werden. Ein Monitoring der Versorgungssicherheit ist daher richtig. Es bleibt aber ohne ein vorher definiertes, konkretes und überprüfbares Ziel wirkungslos.

zu Maßnahme 19: Kapazitätsreserve einführen (Bearbeiter: Rendschmidt)

Richtigerweise soll zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit eine Kapazitätsreserve eingeführt werden, die den Strommarkt in Form einer Versicherung ergänzt. Idealerweise wird durch diese, wie vorgeschlagen, das Marktergebnis nicht verzerrt. Daher ist es positiv, dass Reservekraftwerke über eine Ausschreibung kontrahiert und anschließend stillgelegt werden sollen. Es wird vorgeschlagen, dass ab 2021 im Rahmen der Verzahnung von Kapazitäts- und Netzreserve bei einem vorgesehenen Umfang der Kapazitätsreserve von rd. 4 GW die Hälfte davon, nämlich 2 GW, durch „schwarzstartfähige“ Kraftwerke aus Süddeutschland, de facto Gasturbinen, bereitgestellt werden.

Für diese Maßnahme sind keine Ausschreibungen vorgesehen, sondern direkte Vereinbarungen. Dies widerspricht den zugrundeliegenden Prinzipien Marktorientierung, Technologieoffenheit und Diskriminierungsfreiheit. Diese Kriterien sollten aber langfristig für die Kapazitätsreserve eingehalten werden, damit die kosteneffizientesten und effektivsten Kapazitätsoptionen gewählt und angewandt werden können. Eine Vermischung mit dem Instrument der Netzreserve, die andere Ziele verfolgt, sollte nicht erfolgen. Die vorgeschlagene verzahnte Beschaffung erscheint vor dem Hintergrund der Kosteneffizienz jedoch als sinnvoll und zielführend. Auch hierbei gilt: Im europäischen Kontext können durch eine entsprechende Erweiterung des Fokus deutlich effizientere und kostengünstigere Instrumente ermöglicht werden.

Unklar ist, wie ein Anteil von 5 Prozent der Jahreshöchstlast für die Ermittlung des Umfangs der Kapazitätsreserve in Höhe von ca. 4 GW zustande gekommen ist.

**zu Maßnahme 20:
Netzreserve weiterentwickeln
(Bearbeiter: Dr. Jahn)**

Der BDI begrüßt, dass die Netzreserve und damit die Reservekraftwerksverordnung verlängert und ausgehend von der Praxiserfahrung weiterentwickelt werden soll. Bei der Ausgestaltung ist zwingend auf eine kosteneffiziente Lösung zu achten.

Der BDI hatte in seiner schriftlichen Stellungnahme zum Referentenentwurf der Reservekraftwerksverordnung ausdrücklich betont, dass er eine Befristung der geltenden Reservekraftwerksverordnung mit dem vorliegenden Regelungsgehalt bis Ende 2017 begrüße. Durch die geltende Verordnung wird erheblich in den Markt eingegriffen. Der Eingriff ist aber zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Deutschland aus Sicht des BDI gerechtfertigt.

Auch aufgrund der beabsichtigten Änderungen begrüßt der BDI nunmehr eine Novellierung vor Ende 2017. Ferner hält der BDI eine Verlängerung über Ende 2017 hinaus bereits zum gegenwärtigen Zeitpunkt für sachgerecht. Ob auch der vom BMWi beabsichtigte Verlängerungszeitraum und damit das beabsichtigte Ende (2023) sachgerecht ist, braucht zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht abschließend entschieden zu werden.

Das BMWi begründet eine Verlängerung damit, dass dies erforderlich sei, bis wichtige Netzausbauprojekte abgeschlossen sind. Der BDI geht ebenfalls wie die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur davon aus, dass auch weiterhin mit erheblichen Verzögerungen des erforderlichen Stromnetzausbaus zu rechnen ist.

Auch vor dem Hintergrund, dass die Kernkraftwerke bis 2022 in Deutschland aufgrund des Atomkraftgesetzes abgeschaltet sein müssen, erscheint die Wahl des Jahres 2023 sachgerecht – so hätte man noch ein Jahr Übergangszeit nach der Abschaltung der letzten Kernkraftwerke bzw. des letzten Kernkraftwerkes.

Inhaltlich begrüßt der BDI, dass die Beschaffung der Netzreserve dem etablierten Verfahren der Reservekraftwerksverordnung folgen soll.

Die Verzahnung der Netzreserve mit der Kapazitätsreserve ist dem Grunde nach sachgerecht. Eine abschließende Beurteilung hierzu ist jedoch erst nach Vorlage der entsprechenden Gesetzentwürfe möglich. Insbesondere ist eine Verzahnung mit dem Ziel der Effizienzsteigerung und Kostenminimierung zielführend.

Wichtig ist, dass auch die Kriterien für eine angemessene Kostenerstattung für die Anlagen in der Netzreserve nicht nur überprüft, sondern auch zwingend angepasst und damit erweitert werden. Das Weißbuch spricht im Gegensatz zu den Eckpunkten nunmehr nur noch davon, dass die Kriterien insoweit „gegebenenfalls angepasst“ werden. Dies ist ein Rückschritt gegenüber den Eckpunkten und im Übrigen nicht sachgerecht.

Das Weißbuch sieht für Süddeutschland ab 2021 als Teil einer Reservelösung ein Segment von bis zu 2 GW für neue, schnell startfähige Kraftwerke vor, die schwarzstartfähig und hoch flexibel regelbar sind. Fraglich ist jedoch, ob eine separate Reservelösung erforderlich ist und zudem mit EU-Recht vereinbar wäre. Aus Sicht des BDI kann zudem auch die Erforderlichkeit zum jetzigen Zeitpunkt (2015) nicht mit Bestimmtheit bejaht werden. Folglich sollte derzeit auch keine Festlegung erfolgen.

Ansprechpartner:

Dr. Beatrix Jahn
030/20281481
b.jahn@bdi.eu

Dennis Rendschmidt
030/20281407
d.rendschmidt@bdi.eu