

## VIK-Stellungnahme

zum

### **Gesetzentwurf zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) – BT-Drs. 18/7317**

11.03.2016

VIK begrüßt die Ansätze des Strommarktgesetzes, die Funktionsfähigkeit des Strommarktes zu verbessern und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ohne einen expliziten Kapazitätsmechanismus einzuführen. Voraussetzung ist dabei ein ständiges Monitoring zur Überprüfung der Wirksamkeit und Kosteneffizienz. Die Einführung der Kapazitätsreserve und der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft stellen demgegenüber allerdings Elemente eines Kapazitätsmechanismus dar. Sie sind aus Versorgungssicherheitsgründen zum jetzigen Zeitpunkt (und im Fall der Braunkohle- Sicherheitsbereitschaft auch in der Zukunft) nicht erforderlich und erbringen keinen klimapolitischen Mehrwert, führen aber zu zusätzlichen Kosten für die deutschen Stromverbraucher. Sofern sie aus politischen Gründen dennoch für erforderlich erachtet werden, sollte der Reservebedarf minimiert und die damit verbundenen Kosten durch eine effiziente, wettbewerbliche Beschaffung und Ausgestaltung verringert werden. Über die Kosten, die mit den verschiedenen Reserven sowie weiteren Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität (z.B. Redispatchmaßnahmen) verbunden sind, sollte Transparenz geschaffen werden.

Zentrales Element eines weiterentwickelten Strommarktes ist die Nutzung vorhandener Flexibilitäten. Hier müssen bestehende Hemmnisse abgebaut werden, die sich insbesondere im Netzentgeltsystem finden – eine netzdienliche Verbrauchsanpassung, etwa durch flexiblen Strommehrbezug oder durch Erbringung negativer Regelenergie, darf nicht zu einer Netzentgelterhöhung führen, die die erwünschte Verbrauchsanpassung unwirtschaftlich macht.

Neben der Stärkung Flexibilitätsnutzung und der Minimierung des Umfangs und der Kosten der vorgesehenen Reservemechanismen sollten folgende Einzelaspekte beachtet werden:

- Entgelte für solche dezentrale Einspeisungen, die nachweislich Netzkosten vermeiden, sollten beibehalten werden.
- Industrielle Erzeugungsanlagen, die wegen ihrer engen Kopplung an Produktionsprozesse nicht disponibel sind, müssen von Redispatchmaßnahmen ausgeklammert werden.

- Sanktionen für nicht rechtzeitig erfolgte Datenmeldungen zum Marktstammdatenregister müssen die Verhältnismäßigkeit wahren.
- Für die in der Vergangenheit bislang mögliche gleichzeitige Inanspruchnahme von EEG-Förderung und Stromsteuerentlastung muss Vertrauensschutzes gelten.

## Die wichtigsten Aspekte

### 1. Reserven minimieren und effizient ausgestalten

VIK begrüßt die im Weißbuch des BMWi getroffene und im Strommarktgesetz umgesetzte Grundsatzentscheidung für einen weiterentwickelten Strommarkt. 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 derzeit existierenden Überkapazitäten stellen unter diesen Voraussetzungen aber auch die vorgesehene Schaffung einer Kapazitätsreserve (§13e) 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 eine Reserve (Sicherheitsbereitschaft, § 13g) 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.

Die Überführung der Braunkohlekraftwerke in die „Sicherheitsbereitschaft“ wird – anders als teilweise behauptet – nicht zu einer zusätzlichen Emissionsminderung in Europa führen: Im Kontext des europäischen Emissionshandelssystems werden die durch die faktische Stilllegung der Braunkohlekraftwerke freiwerdenden CO<sub>2</sub>-Zertifikate in anderen EU-Staaten bzw. Wirtschaftssektoren genutzt, so dass sich innerhalb des Emissionshandelssystems keine tatsächliche CO<sub>2</sub>-Vermeidung ergibt. Es könnte lediglich eine bilanzielle nationale CO<sub>2</sub>-Reduzierung errechnet werden, mit der aber kein Klimaschutzeffekt verbunden ist, und die bereits im EU-Kontext volkswirtschaftlich kontraproduktiv ist.

Angesichts des sehr fraglichen Nutzens der Kapazitätsreserve und Sicherheitsbereitschaft kommt einer effizienten Ausgestaltung dieser Instrumente eine erhebliche Bedeutung zu, um die Kosten für Endverbraucher und Netznutzer so gering wie möglich zu halten. Daher ist auf eine marktkonforme Ausgestaltung zu achten. Die zumindest im Bereich der Kapazitätsreserve vorgesehene wettbewerbliche Beschaffung ist daher zu begrüßen. VIK begrüßt auch, dass Netzreserve und Kapazitätsreserve

miteinander verzahnt werden sollen, so dass in der Netzreserve gebundene Kraftwerke zugleich auch die Funktion von Kapazitätsreservekraftwerken ausfüllen können.

Zur effizienten Ausgestaltung gehört auch, den ausgeschriebenen Bedarf so gering wie möglich zu halten, um im Ausschreibungsverfahren möglichst viel Wettbewerb zu generieren und die Kosten für die Verbraucher zu reduzieren. Derzeit ist vorgesehen, dass Kapazitätsreserve und Sicherheitsbereitschaft im Winter 2019/2020 auf über 7 GW Kapazität ansteigen, die für beide Reserveinstrumente gebunden ist. Hinzu kommt für die Netzreserve ein Bedarf in ähnlicher Größenordnung. Selbst wenn man davon ausgeht, dass aufgrund der Verzahnung von Netz- und Kapazitätsreserve einzelne Kraftwerkskapazitäten zugleich für beide Reservezwecke gebunden werden, dürfte daraus eine Reservevorhaltung von weit über 10 GW resultieren. Da die Notwendigkeit der Kapazitätsreserve ohnehin in Frage steht, sollte der Gesamtreservebedarf durch eine möglichst minimal ausgestaltete Kapazitätsreserve reduziert werden. Dies könnte durch eine vollumfängliche Anrechnung der in der Netzreserve gebundenen Kraftwerke auf die Kapazitätsreserve erreicht werden. Generell kann durch eine Reduzierung des Kapazitätsbedarfs auch der Wettbewerbsdruck im Rahmen der Ausschreibung erhöht werden.

Die Netzreserve (§13d) erfüllt den Zweck, ausreichend Erzeugungskapazität in Süddeutschland vorzuhalten, um den hohen und – steigenden – Redispatchbedarf befriedigen zu können. Ihre Notwendigkeit wird damit durch den noch nicht ausreichenden innerdeutschen Netzausbau begründet. Von daher ist die vorgesehene Verlängerung der Reservekraftwerksverordnung notwendig und sinnvoll. Dass eine Beschaffung der Netzreserve nicht alleine 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 und unter der Kontrolle der Bundesnetzagentur stehen muss. Zudem muss der Netzausbau dringend vorangetrieben werden, um den Bedarf an Netzreservekraftwerken mittelfristig zu reduzieren.

Die Verordnungsermächtigung zur Kapazitätsreserve (§13h) bedarf nach dem Gesetzentwurf nicht der Zustimmung des Bundesrates. Angesichts der enormen Bedeutung und Auswirkung, die dieses Instrument auf den zukünftigen Strommarkt haben kann, sollte hier allerdings eine Befassung des Parlamentes vorgesehen werden.

## 2. *Transparenz über Kosten schaffen*

Der Umfang der verschiedenen Reserven zeigt deutlich, dass diese einen Umfang von 10-12% der Gesamtlast erreichen und damit einen wesentlichen Teil der im Strommarkt insgesamt vermarkteten Kapazität ausmachen. Angesichts der hohen finanziellen Bedeutung sollte in diesem Bereich besonders auf Transparenz geachtet werden. Hierzu sollten die mit der Vorhaltung, aber auch mit dem Einsatz der einzelnen Reserven verbundenen Kosten durch die Bundesnetzagentur regelmäßig und zeitnah veröffentlicht werden. Hierbei sind nicht nur die Kapazitätsreserve und die Sicherheitsbereitschaft zu nennen. Transparenz über die Kosten muss auch in Bezug auf die Netzreserve

hergestellt werden, ebenso über die Kosten, die sich aus anderen Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität ergeben, wie etwa Eingriffen im Zusammenhang mit Redispatchmaßnahmen (auch außerhalb der Netzreserve) und dem EE-Einspeisemanagement. All diese Reserven und Maßnahmen verursachen Kosten, die in unterschiedlicher Weise in die Netzentgelte bzw. die Bilanzkreisabrechnungen eingehen. Bereits heute, vor der Einführung der Kapazitätsreserve und der Sicherheitsbereitschaft, übersteigen diese Kosten die Schwelle von 1 Mrd. €/a und machen damit mehr als 5% der Netzentgelte in Deutschland aus, mit deutlich weiter steigender Tendenz. Um die Belastung für das Gesamtsystem möglichst gering zu halten, sollte Kosteneffizienz oberstes Gebot sein, Transparenz über diese Kostenblöcke ist daher erforderlich, um die Kosten der Energiewende in den Bereichen Netz- und Systemstabilität offenzulegen, und kann als Ausgangspunkt dafür dienen, in einem zweiten Schritt durch effiziente Ausgestaltung der gesetzlichen Vorgaben diese Kosten zu senken.

### *3. Flexibilität und industrielles Lastmanagement einschließlich der Bereitstellung gleichmäßiger und planbarer Last ermöglichen*

Der VIK unterstützt die Aussage in der Gesetzesbegründung zum Entwurf des Strommarktgesetzes, dass durch den zusätzlichen Ausbau der erneuerbaren Energien der Bedarf an konventionellen Grund- und Mittellastkraftwerken sinkt, während der Bedarf an Spitzenlastkraftwerken und an regelbaren Kraftwerken sowie flexiblen Nachfragern und anderen Flexibilitätsoptionen steigt. Gleichzeitig ist der Begründung der Lösungsvorschlag zu entnehmen, dass sich der Strommarkt zu einem insgesamt effizienten Stromsystem weiterentwickeln muss, in welchem flexible Erzeuger, flexible Verbraucher und Speicher zunehmend auf das fluktuierende Dargebot aus Wind und Sonne reagieren müssen. Aus Sicht des VIK kann die Industrie hier einen entscheidenden Beitrag leisten, wenn die entsprechenden gesetzlichen Rahmenbedingungen gesetzt werden, welche eine ökonomische und ökologische Beteiligung der Industrie zulässt. Im Gesetz finden sich aber bedauerlicherweise keinerlei Regelungen dazu, wie diese Flexibilitäten verstärkt ihren Weg in den Markt finden können.

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass auch die Bereitstellung einer gleichmäßigen und planbaren Last, die über § 19 Abs. 2 Satz 2 angereizt wird, einen massiven Beitrag zur Systemsicherheit leistet (Vermeidung der Abregelung von EE-Anlagen, Erhalt rotierender Massen im Netz u.v.m.). Deswegen sind derzeitige Überlegungen abzulehnen, die eine Netzentgeltreduktion zwingend an das Vermögen zur Bereitstellung von Flexibilität knüpfen. Dadurch würde dem System wesentliches netzstabilisierendes Potenzial entzogen. Vielmehr sind sowohl Gleichmäßigkeit als auch Flexibilität systemdienlich und sollten parallel angereizt und entlohnt werden.

Dabei muss eine gesamtwirtschaftlich erfolgreiche Erschließung von Flexibilitätspotenzialen auf rein freiwilliger Basis erfolgen und von wirtschaftlichen Anreizen gegenüber dem Status quo getrieben werden. Im Bereich der lastseitigen Flexibilität seitens der Industrie bzw. der Letztverbraucher kann die Bereitstellung entsprechender Potenziale zudem immer nur im Rahmen der Erfüllung der Hauptaufgabe

erfolgen – und diese besteht für die Industrie in der Sicherstellung und im Ausbau einer international wettbewerbsfähigen Produktion. Die Bereitstellung von Flexibilitäten zur Sicherung der Stromversorgung ist nicht der Hauptzweck industrieller Produktionsanlagen oder der Bahnenergieversorgung.

Um die bestehenden Hemmnisse abzubauen, sollten im Strommarktgesetz die Eckpunkte der im Weißbuch formulierten Maßnahmen 8 („Öffnung der besonderen Netzentgelte für Lastflexibilität“) Berücksichtigung finden, da sie sehr leicht und effektiv umzusetzen sind. Dieses betrifft z.B. die Anpassung der Stromnetzentgeltverordnung in § 19 Abs. 2 dahingehend, dass Anpassungen des Verbrauchs, die auf Anforderung des Netzbetreibers erfolgen bzw. der Stabilität des Netzes dienen, keinen Verlust der Sondernetzentgelte nach sich ziehen.

Bei einer Inanspruchnahme von Sondernetzentgelten nach §19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV können systemdienliche Verbrauchsanpassungen (Verbrauchsreduzierungen oder -erhöhungen) dazu führen, dass die notwendigen Jahresbenutzungsstunden als Voraussetzung nicht mehr erreicht werden. Damit würde ein Anreiz entstehen, den eigenen Verbrauch gerade nicht in Reaktion auf die Anforderungen des Systems vorzunehmen – das entsprechende Flexibilitätspotenzial würde nicht genutzt. Um dies zu verhindern, sollte vorgesehen werden, dass sich eine durch die Bereitstellung von negativer Regelenergie oder Strombezug in Überschusszeiten, d. h. insbesondere bei negativen Strompreisen hervorgerufene Änderung der Nutzungsdauer im Rahmen der Kriterien eines abgesenkten Netzentgeltes nicht negativ auswirken darf.

Für industrielle Produktionsprozesse und für Schienenbahnen im Bahnstromnetz wäre eine kurzfristige Verschiebung oder Festlegung der Zeitfenster nach §19 Abs. 2 Satz 1, wie in Maßnahme 8 vorgeschlagen, allerdings 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. Von daher sieht der VIK diese Maßnahme in der Form als kritisch. Als sinnvolles zusätzliches Element zur Kombination verschiedener Elemente mit dem Ziel der Berücksichtigung kurzfristiger Netzanforderungen bieten sich aber eine sog. Zurufregelungen an, welche auch kurzfristig durch eine gesetzliche Anpassung des Netzentgeltsystems umsetzbar wäre. Diese Zurufregelung würde den Netzbetreibern erlauben, leistungspreisfreie „Netzzusatzleistung“ anzubieten, wenn es der Netzzustand zulässt und keine Netzrestriktionen zu erwarten sind. Eine derartige Lösung wurde bereits bis 2011 als Preissystem „Netzzusatzleistung“ erfolgreich von einigen Netzbetreibern angeboten, bis es von der BNetzA aufgehoben wurde, da es nicht durch die StromNEV geregelt war. Durch dieses Preissystem war es möglich, kurzfristig – mit der Vorlaufzeit von einem Tag bis zu wenigen Stunden – industrielle Flexibilitäten zu nutzen. Beispielsweise konnten Eigenerzeugungsanlagen bei ausreichender Netzkapazität ohne Konsequenzen abgeschaltet werden, weil in dieser Situation keine Belastung durch eine Anhebung der Jahreshöchstlast in dem entsprechenden Netz drohte. Ebenso wäre im Zusammenhang mit der Netzhöchstlast auch eine Absenkung des Strombezugs in Fällen der Sondernetzentgelte nach §19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV



innerhalb der Zeitfenster nicht mehr zwingend notwendig. Neben dem Effekt einer hohen Netzauslastung würden mit einer flächendeckenden Einführung der Netzzusatzleistung auch sinnvolle Anreize zur Einsparung fossiler Primärenergie gesetzt.

Auch bei der Bereitstellung von Regelenergie oder als Reaktion auf Preissignale (z.B. negative Preise) seitens der Industrie ist es erforderlich, dass abrechnungsrelevante Leistungsspitzen, die aufgrund marktdienlicher Erhöhung der Nachfrage oder aus dem direkten Aufruf von Reserveleistung resultieren, generell bei der Netzentgeltberechnung unberücksichtigt bleiben, da ansonsten durch die höheren Netzkosten eine Teilnahme von Industrieanlagen am Regelenergiemarkt wirtschaftlich nicht darstellbar ist und damit vorhandenes Flexibilitätspotenzial nicht genutzt wird.

Im Zusammenhang mit dem Thema „Erhöhung der Flexibilität“ sind die vorgesehenen Maßnahmen zur Stärkung des Regelenergiemarktes zu begrüßen. Im Hinblick auf die Stärkung der Bilanzkreistreue sollte allerdings darauf geachtet werden, dass hier zielgenaue Maßnahmen ergriffen werden: Die vorgeschlagenen Maßnahmen (z.B. Einpreisung der Vorhaltekosten für Regelenergie in die Ausgleichsenergiepreise) würden zu einer Erhöhung der Ausgleichsenergiepreise führen. Gerade die von den Netzbetreibern geführten Differenzbilanzkreise reichen die Kosten für Ausgleichsenergie über die Netzentgelte weiter, so dass sie von den Kosten nicht unmittelbar betroffen sind - hier besteht weitgehend auch unabhängig von der Höhe der Preise für die Ausgleichsenergie kein Anreiz zur besseren Bilanzkreisbewirtschaftung. Auch Stromlieferanten würden eine solche Erhöhung der Ausgleichsenergiekosten im Rahmen ihrer Möglichkeiten an ihre letztverbrauchenden Endkunden weitergeben.

Demgegenüber würden kleinere Bilanzkreise mit nur einer geringen Durchmischung (geringer Portfolioeffekt) unterschiedlicher Verbrauchsprofile höheren Kostenrisiken ausgesetzt: Trotz ansonsten guter Bilanzkreisprognose können Industrieunternehmen produktionsbedingt von der Lastprognose abweichen. Eine derartige Produktionsstörung wird sich unmittelbar als Bilanzkreisabweichung darstellen, wenn sie nicht mehr kurzfristig ausgeglichen werden kann. Mit der vorgeschlagenen Neuregelung würden in Industriebilanzkreisen gegenüber großen Lieferantenbilanzkreisen - wo sich aufgrund der höheren Anzahl und besseren Durchmischung von Verbrauchsprofilen Prognoseabweichungen im Saldo ausgleichen können – höhere Kostenrisiken entstehen. Eine eigene Bilanzkreisbewirtschaftung müsste daher unter Risikogesichtspunkten aufgegeben werden und es käme – aus wettbewerblicher Sicht – zu einer nachteiligen Überführung in größere Handelsbilanzkreise. Hiermit würden die Möglichkeit und der Anreiz zur untätigen Anpassung der Einspeisung und Entnahme sowie zur bestmöglichen Prognosestreue entfallen, was wiederum – entgegen der ursprünglichen Absicht – zu einer Verschlechterung der Gesamtprognosegüte führen würde. Die stärkere Bilanzkreistreue, wie sie im Weißbuch gefordert wird, kann nach Ansicht des VIK über eine Erhöhung des Ausgleichsenergiepreises nicht erreicht werden.

## Weitere Anmerkungen

### 4. *Keine pauschale Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte*

Art. 3 des Strommarktgesetzes sieht eine Änderung der StromNEV vor, mit der die sog. „vermiedenen Netzentgelte“ für alle Anlagen mit einer Inbetriebnahme ab 2021 abgeschafft werden sollen. Diese undifferenzierte Abschaffung ist nicht sachgerecht.

Das Element der vermiedenen Netzentgelte nach § 18 StromNEV dient der Honorierung des netzentlastenden Verhaltens dezentraler Erzeugungsanlagen, wie in der Gesetzesbegründung richtigerweise anerkannt wird. Zugleich ist aber anzuerkennen, dass die Dezentralität einer Erzeugungsanlage nicht notwendigerweise eine Netzentlastung bzw. eine Vermeidung von Netzausbaukosten mit sich bringt – so ist in Netzgebieten, die durch hohe EE-Erzeugung und eher geringe Verbrauchslasten gekennzeichnet sind, mit einer steigenden Rückspeisung in vorgelagerte Netze und mit einem höheren Netzausbaubedarf zu rechnen. Daneben gibt es aber auch Gebiete, in denen eine dezentrale Erzeugung zur Netzstabilisierung beiträgt, etwa weil der lokale Verbrauch gerade durch diese lastnahe Erzeugung zuverlässig gedeckt wird.

Daher sollte das Element der vermiedenen Netzentgelte weiterhin für nicht dargebotsabhängige Stromerzeugungsanlagen in den Fällen Anwendung finden, in denen eine tendenziell netzentlastende Wirkung gegeben ist (z.B. in der Form, dass einem Kapazitätsausbau des Netzes entgegen gewirkt wird). Industrielle und gewerbliche Stromerzeugungsanlagen (i.d.R. KWK-Anlagen, Kuppelgaskraftwerke oder auch Bahnstromanlagen) können hierzu einen bedeutenden Beitrag leisten. Die netzentlastende Wirkung gilt es auch weiterhin angemessen monetär durch den Netzbetreiber zu berücksichtigen. Statt einer generellen Abschaffung des §18 StromNEV ist daher eine entsprechende Anpassung geboten, die nach tatsächlicher Netzentlastungswirkung differenziert.

### 5. *Redispatchmaßnahmen – Adressatenkreis genauer bestimmen*

VIK begrüßt, dass der Adressatenkreis der Redispatchmaßnahmen in § 13a EnWG gegenüber der ursprünglichen Festlegung der BNetzA (BK6-11-098) nicht erweitert wurde. Danach sind Betreiber von Erzeugungsanlagen ab 10 MW verpflichtet, nach Aufforderung durch den ÜNB gegen angemessene Vergütung die Wirkleistung- oder Blindleistungseinspeisung anzupassen. Da die gesetzliche Vorschrift allerdings ohnehin neu geordnet wird, bietet es sich an, entsprechend der Regelung in der Festlegung der BNetzA (BK6-11-098) klarzustellen, dass Erzeugungsanlagen, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, bzw. KWK-Anlagen, die aufgrund der Wärmeproduktion Einschränkungen bei der Anpassung der Leistung unterliegen, nicht für Anpassungen der Wirk- oder Blindleistung heranzuziehen sind.

### 6. *Verhältnismäßigkeit beim Marktstammdatenregister und Monitoringmaßnahmen wahren*

Der VIK beurteilt die Einführung des Marktstammdatenregisters (MaStR) kritisch. Erste Konsultationsrunden bei der Bundesnetzagentur haben gezeigt, dass die Überführung bestehender Informationsauskunftssysteme in ein einziges Marktstammdatenregister

unrealistisch ist. Allein die Identifizierung und die Definition einzelner Marktrollen mit unterschiedlichen Nummernkonzepten erweist sich als äußerst schwierig. Eine Überführung in ein ganzheitliches Register ist fast nicht möglich, da durch die Anzahl der Schnittmengen und Doppelmeldungen die Fehlerquote stark ansteigen wird. Industrie- und Gewerbekunden aber auch Betreiber industrieller Netze (geschlossener Verteilernetze oder auch industrielle Netze der allgemeinen Versorgung) sehen sich bereits heute mit einer Vielzahl von unterschiedlichen Informationsauskunftsansprüchen und Informationsvorhaltungen konfrontiert. Eine Ausweitung sollte daher nach Möglichkeit vermieden werden. Die Einführung eines MaStR muss daher das Ausmaß der Zusatzbelastung für Unternehmen minimieren. D.h. insbesondere, dass das Marktstammdatenregister zunächst mit den Daten arbeitet, die schon im Markt vorhanden sind, und auf bestehende Datenbanken zugreift. Relevante Daten müssen soweit möglich automatisiert und ohne Doppelmeldungen durch die Nutzer automatisch in das Marktstammdatenregister integriert werden.

Bei allen vorgesehenen Meldungen von Daten ist darauf zu achten, dass Geschäftsgeheimnisse gewahrt bleiben. Beispielsweise fragt die BNetzA im Zusammenhang mit dem jährlichen Monitoring von den Netzbetreibern – im Vorgriff auf den geplanten §51a EnWG „Monitoring des Lastmanagements“ - Daten zu Letztverbrauchern oberhalb definierter Verbrauchsschwellen ab. Dies betrifft Angaben über Stromverbräuche und Höchstlasten der Netzkunden. Dies birgt hohe Gefahren der Einsicht in wettbewerbsrelevante Geschäftsgeheimnisse, ohne dass damit verwertbare Informationen verbunden sind – alleine aus dem Stromverbrauch und der Jahreshöchstlast lässt sich keine Aussage über Lastmanagementpotenziale ableiten. Daher ist darauf zu achten, dass die entsprechenden Daten zum einen direkt von den betroffenen Letztverbrauchern erhoben werden – wobei relevante Daten zu Lastmanagementmöglichkeiten abgefragt werden können - und dass diese Daten zum anderen bestenfalls in einer die wettbewerbssensiblen Informationen wahren Weise der Öffentlichkeit zugänglich gemacht werden.

Im Falle der Ausübung einer Verordnungsermächtigung nach § 111f EnWG durch das BMWi sind mögliche betroffene Marktteilnehmer frühzeitig und transparent in den Erstellungsprozess mit einzubeziehen. Dies sollte in der Verordnungsermächtigung verankert werden. Daneben ist insbesondere auch das Zusammenspiel mit den Festlegungskompetenzen aus dem Markttransparenzstellengesetz zu berücksichtigen.

Nicht zuletzt ist die in §111f Ziff. 11 vorgesehene Regelung kritisch zu betrachten. Hier werden Rechtsfolgen für den Fall einer nicht (rechtzeitig) erfolgenden Meldung von Daten an das Marktstammdatenregister vorgesehen, die ganz offensichtlich das Gebot der Verhältnismäßigkeit verletzen. Die geplanten Sanktionen umfassen u.a. den Verlust von Kostenentlastungen bei der EEG- und KWKG-Umlage oder den Verlust einer Netzentgeltreduzierung. Dies hätte massive wirtschaftliche Auswirkungen zur Folge, so dass die Unternehmen gezwungen würden, dem Meldeaufwand an das Marktstammdatenregister allerhöchste Priorität einzuräumen. Dies wäre angesichts der Tatsache, dass das Marktstammdatenregister sicher keinen zentralen Baustein für ein zukünftiges Strommarktdesign darstellt, nicht angemessen. Von daher sollte klargestellt



werden, dass angemessene Melde- und Nachmeldefristen sowie abgestufte sanktionierende Rechtsfolgen vorzusehen sind, die angesichts der Rolle des Marktstammdatenregisters verhältnismäßiger sind.

7. *Vertrauensschutz im Zusammenspiel von EEG-Förderung und Stromsteuerbefreiung gewährleisten*

Art. 9 Ziff. 5 ändert das EEG dahingehend, dass eine finanzielle Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach dem EEG nicht mit einer Stromsteuerbefreiung nach § 9 StromStG kumuliert werden kann. Diese Regelung wird in der Gesetzesbegründung als Klarstellung bezeichnet. Damit besteht die Gefahr, dass die Abschaffung der Kumulierung so interpretiert wird, dass sie auch für die Vergangenheit gilt. Damit wären in der Konsequenz erhebliche Rückzahlungen durch die betroffenen Unternehmen verbunden, die diese Kumulierung teilweise auch erst durch Hinweis des Hauptzollamtes in Anspruch genommen hatten. Hier sollte dem hohen Gut des Vertrauensschutzes Rechnung getragen und in der Gesetzesbegründung deutlich gemacht werden, dass die Kumulierung lediglich mit Wirkung für die Zukunft abgeschafft wird. Eine Rückwirkung würde das Vertrauen in stabile Rahmenbedingungen für wirtschaftliches Handeln und Investitionen nachhaltig stören.