BEE
Bundesverband
Erneuerbare Energie e.V.

BEE-Stellungnahme zum

Referentenentwurf
„Strommarktgesetz“
des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Berlin, 29. September 2015

Inhalt

Inhalt 2
Einführung 3
Artikel 1: Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (inkl. EnWG Verordnungen) 4
AD § 11 Abs. 2 EnWG – Betrieb von Energieversorgungsnetzen: Spitzenkappung 4
AD § 12 Abs. 4 EnWG – Bereitstellung von Informationen und Geschäftsgeheimnissen ... 9
AD § 12a Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung und § 12b Erstellung des Netzentwicklungsplans durch die Betreiber von Übertragungsnetzen 11
AD § 13 EnWG – Systemrelevanz 11
AD § 13 und 14 EnWG – Abgrenzung EEG EnWG bei Regelung 12
AD § 111d EnWG – Zugang Informationsplattform 14
AD §§ 30 ff. EnWG – Missbrauchsverfahren durch Verbände 15
Artikel 2: Änderung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen 15
Artikel 3: Änderung der Stromnetzentgeltverordnung 15
Artikel 4: Änderung der Stromnetzzugangsverordnung 16
Artikel 5: Änderung der Reservekraftwerksverordnung 20
Artikel 6: Änderung der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung 21
Artikel 7: Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 21
AD § 19 Absatz 1a – Befreiung von der Stromsteuer 21
AD § 20 – Wechsel zwischen Veräußerungsformen 21
AD § 24 – Vergütung bei negativen Strompreisen 22
Artikel 8: Änderung im Stromsteuergesetz 24
Artikel 9: Änderung der Anlagenregisterverordnung 26
AD § 1 – Anlagenregisterverordnung – Datenschutz 26
Artikel 10: Änderung des Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften 26
Artikel 11: Inkrafttreten, Außerkrafttreten 26

Einführung

Der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE)[1] begrüßt das Strommarktgesetz, das in einer Vielzahl von Punkten in die richtige Richtung geht und eine wichtige Grundlage für die Weiterentwicklung des Strommarktes ist. Aus Sicht des BEE kann das Strommarktgesetz aber nur ein erster Schritt sein. Es müssen weitere Schritte folgen, die zur Flexibilisierung des Strommarktes beitragen. Dazu gehören etwa die Dynamisierung der EEG-Umlage, der Netzentgelte und des KWK-Bonus, aber auch die Anpassung der Regelungen zur Netzentgeltbefreiung, die bislang starre statt flexible Lastgänge anreizen.

Ebenfalls fehlen Maßnahmen, die dazu geeignet sind, die Sektorkopplung zu den Sektoren Wärme und Verkehr zu stärken. Diesbezüglich verweist der BEE auf seine Stellungnahmen zum Weißbuch und zum Grünbuch. Den gleichen Verweis nimmt der BEE im Hinblick darauf vor, dass die Marktverzerrungen zugunsten der fossilen Energieträger weiterhin erhalten bleiben, da die Internalisierung der externen Kosten nur zum Bruchteil vorgenommen wird.

Da im Rahmen der Energiewende über einen längeren Zeitraum Erneuerbare-Energien-Anlagen zugebaut werden, müssen die Stromnetze entsprechend weiterentwickelt werden. Deshalb muss die Spitzenkappung in den meisten Fällen als kurzfristige Übergangslösung verstanden werden.

Die Verhinderung negativer Strompreise stellt einen massiven Eingriff in den Strommarkt dar. Das Weißbuch des BMWi hebt explizit hervor, dass Preisspitzen zugelassen werden sollen. Zudem wird im Strommarktgesetz der Versuch unternommen, die Verhinderung von Preisspitzen auszuschließen. Gleichzeitig sollen Preisspitzen aber nach unten über die Regelung nach § 24 EEG massiv verhindert werden. § 24 EEG hebelt dadurch die Grundintention des Weißbuchs und des Strommarktgesetzes aus. Auf diese Weise wird auch die strategische Maßgabe des Weißbuchs, einen flexibleren Strommarkt zu gestalten, untergraben. Durch die Verhinderung negativer Strompreise wird u. a. dem Lastmanagement finanziell der Boden entzogen.

Auch wenn das Weißbuch und das Strommarktgesetz grundsätzlich zu begrüßen sind, muss kritisch festgehalten werden, dass eine Vielzahl von wichtigen Punkten nicht vom Gesetzgeber sondern von Behörden und Netzbetreibern geregelt werden sollen.

Die laufenden betrieblichen Erzeugungsprognosen sind bei Wind- und Solarenergie eine wesentliche Grundlage der Erneuerbare-Energien-Stromerzeugung, deren Genauigkeit stark vom regionalen Erneuerbare-Energien-Kraftwerksvolumen und vom zu betrachtenden Vorhersagezeitraum abhängen. Sie stellen somit einen fundamentalen Bestandteil des Strommarktes und der Gewährleistung der Versorgungssicherheit dar, was bei einer zukünftigen Ausgestaltung des Strommarktes zu berücksichtigen ist. In diesem Kontext wird der Blick auf die tatsächlichen regionalen täglichen Lastgänge zunehmend relevanter. Für den künftigen Strommarkt wäre es sinnvoll, wenn auch die jeweilige Netzauslastung prognostiziert und

[1] Die Stellungnahme wurde gemeinsam mit den Mitgliedsverbänden erarbeitet. Die im Folgenden aus Sicht des BEE getroffenen Aussagen werden von seinen Mitgliedsverbänden geteilt.

frühzeitig veröffentlicht würde, obwohl erst bei Kenntnis bevorstehender lokaler und übergeordneter Netzengpässe das Prinzip „Nutzen vor Abregeln!“ konsequent umgesetzt werden kann – mit einem deutlichen positiven Effekt auf die Netzkosten. Auch diesbezüglich folgen Vorschläge in der vorliegenden Stellungnahme.

Der BEE betont, dass elektrische Speicher keine Letztverbraucher sind (außer für seine eigenen elektrischen Verluste) und keine Erzeugungsanlage. Deshalb sollten für Ein- und Ausspeicherung keine Umlagen anfallen.

Zu einem Strommarkt 2.0 gehört auch ein funktionierender Grünstrommarkt. Um Akzeptanz und die systematische Integration der Erneuerbaren Energien zu fördern, muss die Grünstromeigenschaft der Erneuerbaren Energien bis zum Letztverbraucher nachweisbar transportiert werden können. Gleichzeitig kann ein intelligent gestaltetes Vermarktungsmodell für Grünstrom einen wichtigen Beitrag zur Marktintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien leisten und wertvolle Erfahrungen für die Gestaltung künftiger Rahmenbedingungen liefern. Die Bundesregierung sollte deshalb die im EEG 2014 festgeschriebene Verordnungsermächtigung baldmöglichst umsetzen.

Artikel 1: Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (inkl. EnWG Verordnungen)

AD § 11 Abs. 2 EnWG – Betrieb von Energieversorgungsnetzen: Spitzenkappung

Der BEE möchte im Folgenden darlegen, wie diese Maßnahmen aussehen sollten und warum sie notwendig sind.

Die Einhaltung der Klimaziele der Bundesregierung muss oberstes Ziel bleiben. Die wenigen zur Verfügung stehenden CO_2-freien Energiequellen sollten so effizient wie möglich genutzt werden. Dies kann nur durch eine konsequente Flexibilisierung und durch die Kopplung mit den Sektoren Wärme, Mobilität und Rohstoffgewinnung erreicht werden. Wenn sie entsprechend eingesetzt werden, Lastverlagerung und Speicherung zu einer gleichmäßigeren und damit höheren Netzauslastung. Im Gegensatz zur Spitzenkappung wird überschüssige Energie so sinnvoll genutzt. Die Sektorenkopplung stellt deshalb ein wirksames Instrument zur Vermeidung von Netzüberlastungen dar.

Die Spitzenkappung alleine bleibt zudem eine inkonsistente Lösung, solange sie nicht durch eine Netzengpassprognose des Netzbetreibers flankiert wird. Um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, sollte jeder Netzbetreiber die Belastung seines Netzes im Voraus prognostizieren,. Bei einer rechtzeitigen Veröffentlichung könnten die betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen reagieren und hätten die Chance, die durch die Abregelung verursachte Unterdeckung über den Strommarkt auszugleichen. Der Abruf teurer Ausgleichenergie könnte damit unterbleiben oder zumindest deutlich verringert werden.

In einem zweiten Schritt sollten die Prognosen dann genutzt werden, um nach dem Motto „Nutzen vor Abregeln!“ zu verfahren. Das heißt die Strommenge, die als abzuregelnd prognostiziert wurde, sollte wenn möglich vor dem Engpass durch Aktivierung zusätzlicher Lasten

(z.B. power-to-heat) verbraucht werden. Betreiber zusätzlicher Lasten könnten nach Veröffentlichung der Engpassprognose ein Gebot zum Kauf abgeben und die jeweils höchsten Gebote würden den Zuschlag erhalten. Vor dem Hintergrund des geringen Marktvolumens sollten die Prozesse automatisiert werden. Weiterhin müsste sichergestellt werden, dass ein zusätzlicher Verbrauch oder eine Speicherung über den gesamten Zeitraum der Netzüberlastung erfolgt. Damit diese Energie genutzt werden kann, sollten für netzdienliche Speicher oder Lasten neben „Endverbraucher“ und „Erzeuger“ als separate dritte Kategorie auch „Speicher“ im EnWG verankert werden. Denn wenn ein Speicher zur Netzentlastung beiträgt, sollte dieser auch von Steuern, Netzentgelten oder anderen Abgaben befreit werden. Durch die Substitution fossiler Brennstoffe könnte zusätzlich CO_2 eingespart werden.

Es ist sicherzustellen, dass die Entschädigungskosten der Abregelung in den Effizienzvergleich der Anreizregulierung einfließen, um eine wirtschaftliche Optimierung von Abregelung/Entschädigungszahlungen und Netzausbau zu erreichen. Um der Regulierungsbehörde diese Arbeit zu erleichtern, das informationelle Gleichgewicht der Marktteilnehmer sicherzustellen und Transparenz für die Anlagenbetreiber zu schaffen, sollte sowohl die „EinsMan“-Abregelung als auch die automatisierte Abregelung der Erzeugungsanlagen bei Verletzung des Spannungsbandes an einer zentralen Stelle erfasst werden. Verletzungen des Spannungsbandes sollten auf einer Online-Plattform von allen Marktteilnehmern erfasst werden können. Kommt der Netzbetreiber dieser Veröffentlichungspflicht nicht nach, dürfen die entstandenen Kosten nicht auf die Allgemeinheit, d. h. die Netzentgelte, umgelegt werden.

Damit es zu möglichst geringen negativen Auswirkungen auf die Bilanzkreise, sowie auf den sicheren Betrieb der Anlagen kommt, schlagen wir deshalb vor, die Netzbetreiber nach einer festgesetzten Übergangsfrist zu verpflichten, vortägig eine Netzengpassprognose zu erstellen und diese den betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) und Anlagenbetreibern vor Öffnung des Day-Ahead Marktes zu übermitteln. Diese sollte sowohl für Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) als auch für Verteilnetzbetreiber (VNB) gelten.

Der BEE schlägt deshalb vor, § 11 Absatz 2 durch zwei weitere Absätze wie folgt zu ergänzen*:*
„Diejenigen Netzbetreiber, die von der Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 Gebrauch machen, sind verpflichtet, am Vortag eine Engpassprognose zu erstellen und diese den von der Abregelung betroffenen Anlagenbetreibern und Bilanzkreisverantwortlichen/Direktvermarktern vor Öffnung des Day-Ahead-Marktes zu übermitteln.“
„Alle auf Grund von Netzengpässen aktiven oder automatisierten Reduktionen der Wirkleistung müssen an einer zentralen Stelle erfasst und veröffentlicht werden“

Dafür könnte auch das Ampelmodel genutzt werden. Da die Kommunikation an Hand der Netzanschlusspunkte geführt werden kann, wäre der Aufwand überschaubar. Der zuständige Betriebsführer des Umspannwerks würde dann die Anlagenbetreiber informieren.

Gegebenenfalls ist es sinnvoll auch eine zweite kurzfristigere Prognose einzuführen (siehe hierzu auch Anmerkungen zu Artikel 4: Änderung der Stromnetzzugangsverordnung). Wird keine Prognose erstellt, ist es für die BKV nicht möglich, die Bilanzkreise ausgeglichen zu halten. Mögliche Pönalen für Bilanzkreisabweichungen müssten dann vom Netzbetreiber

getragen werden. Aus Gründen der Arbeitssicherheit und einer zukünftig möglichen Erzeugungssteuerung sollte auch der Anagenbetreiber vorab informiert werden.
Bessere Prognosen bieten auch die Möglichkeit, das Prinzip „Nutzen vor Abregeln!“ umzusetzen. So könnten lokale Märkte für Redispatch, Lasten oder Speicher entstehen, die überschüssigen Strom aufnehmen.

Zudem sollte sichergestellt werden, dass Netzbetreiber, welche die drei-Prozent-Regelung in Anspruch nehmen, den richtigen Anreiz erhalten, dies volkswirtschaftlich optimiert zu tun. Die Kosten, die durch die Abregelung und den Bilanzkreisausgleich entstehen, müssen im Benchmarking in gleicher Weise berücksichtigt werden wie die Netzausbaukosten. Schafft es der Netzbetreiber, die Abregelung durch die Aktivierung zusätzlicher Lasten zu vermeiden, sollte ihm dies im Effizienzvergleich angerechnet werden. Überschreitet die im Netzgebiet abgeregelte Energiemenge die Grenze von drei Prozent der Jahresarbeit, hat der Netzausbau unverzüglich zu erfolgen. Zur Vereinfachung kann die im betroffenen Netzgebiet erzeugte Arbeit mit der abgeregelten Arbeit verglichen werden.

Für die spätere Durchführung der „EinsMan“-Abregelung ist es zwingend erforderlich eine verbindliche Abschaltreihenfolge zwischen den betroffenen Verbänden abzustimmen. Neben Vergütungsaspekten sprechen in diesem Zusammenhang vor allem auch prozesstechnische oder andere Gründe dafür, bestimmte Anlagen nachrangig abzuregeln. Das gilt z.B. für Anlagen zur Bereitstellung von Regelenergie, Biogasanlagen, Anlagen zur Wärmeproduktion sowie Anlagen, die vermessen werden. Insbesondere sollte sichergestellt werden, dass Anlagen, die zur Regelenergiebereitstellung verpflichtet sind, nicht abgeregelt werden dürfen.

Wir begrüßen insbesondere, dass § 11 und 15 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) „unberührt“ bleiben soll. Der Einspeisevorrang (§ 11) muss unbedingt gewahrt bleiben. Der Wortlaut „unberührt“ ist jedoch nicht eindeutig. Zur rechtlichen Klarstellung erscheint es daher sinnvoll, Folgendes zu ergänzen:

> *„Die §§ 13 und 14 und die §§ 11, 14 und 15 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes bleiben unberührt. <u>Auch in den Fällen der Spitzenkappung gilt die Härtefallregelung des § 15 EEG</u>.“*

Hier sollte sichergestellt werden, dass die Entschädigungsregelungen auch im Falle der Spitzenkappung gelten. Zumindest muss dies in der Begründung sichergestellt werden.

Die Beibehaltung der Härtefallregelung (§ 15 EEG) ist zwingend erforderlich, um Anlagen diskriminierungsfrei abregeln zu können und die Systemsicherheit zu gewährleisten.[2]

Vollständige Entschädigung (bzw. notfalls Beibehaltung der Härtefallregelung) ist zwingend erforderlich

[2] siehe gemeinsame Stellungnahme BEE, BSW und BWE vom 10. September

Die Beibehaltung der Härtefallregelung (§ 15 EEG) ist zwingend erforderlich, um Anlagen diskriminierungsfrei abregeln zu können und die Systemsicherheit zu gewährleisten.[3] Dafür sprechen folgende vier Gründe:

1. Gewährleistung der Systemsicherheit

In ihren Stellungnahmen zum Grünbuch und zum Weißbuch haben die vier ÜNB verdeutlicht, dass zur Gewährleistung der Systemsicherheit die Beibehaltung der Härtefallregelung zwingend erforderlich ist.

> „Aus Systemsicherheitsgründen muss eine freie Entscheidung für den Netzbetreiber, welche Anlagen in welcher Reihenfolge abgeregelt werden, gewährleistet sein. Daher sollte wie vorgeschlagen unbedingt die vollständige Entschädigung beibehalten werden.“[4]
>
> „Der im Weißbuch vorgesehenen Beibehaltung der bestehenden Entschädigungsregelungen ist aus den aufgeführten Gründen zuzustimmen.“[5]

Der BEE schließt sich den Positionen der Netzbetreiber hinsichtlich der Gewährleistung der Systemsicherheit vollumfänglich an. Wir folgen der im Weißbuch getroffenen Aussage:

> „Redispatch- und Entschädigungsregelungen bleiben erhalten: […] Derzeit stellen Redispatch- und Entschädigungsregelungen die konventionellen und erneuerbaren Anlagen nahezu so, als ob keine Abregelung stattgefunden hätte. Wird auf eine derartige Entschädigung verzichtet, ist die Gefahr groß, dass die Netzbetreiber aufgrund steigender Risiken von der Spitzenkappung keinen Gebrauch machen. Denn es ist zu erwarten, dass die betroffenen Anlagenbetreiber jede Anforderung zur (entschädigungsfreien) Abregelung in Frage stellen würden. Die Netzbetreiber müssten dann darlegen, in welcher Einzelreihenfolge abgeregelt wurde, und beweisen, dass die Anlagen, die sie ohne Entschädigung abgeregelt haben, dadurch nicht diskriminiert wurden. Anderenfalls müssten sie Schadensersatz an die diskriminierten Anlagen zahlen. Eine schnelle und flexible Reaktion auf die Netzengpässe wäre dadurch erschwert.“

2. Spitzenkappung unter Beibehaltung der aktuellen Redispatch- und Entschädigungsregelungen ist der volkswirtschaftlich effizienteste Weg

Der BEE teilt die Aussage des BMWi im Weißbuch:

> „Die Verteilernetzstudie des BMWi hat gezeigt, dass die Spitzenkappung unter Beibehaltung der aktuellen Redispatch- und Entschädigungsregelungen der volkswirtschaftlich effizienteste Weg zur Reduzierung des Netzausbaus ist (BMWi 2014a).“[6]

---

[3] siehe gemeinsame Stellungnahme BEE, BSW und BWE vom 10. September

[4] Gemeinsame Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber zum Grünbuch Ein Strommarkt für die Energiewende, Fassung vom 13.02.2015, S. 3

[5] Gemeinsame Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber zum Weißbuch Ein Strommarkt für die Energiewende, S. 8

Das liegt u. a. daran, dass Anlagen ohne Entschädigung diskriminierungsfrei abgeregelt werden müssten, d. h. möglichst gleichmäßig und nicht mehr bezogen auf die Wirksamkeit der Anlagen auf den Netzengpass. Dies hätte zur Folge, dass auch weiter entfernte Anlagen abgeregelt werden müssten. Mit der Entfernung zum Engpass nimmt die Einsenkung stark ab, sodass insgesamt mehr Erneuerbare Energie verloren ginge.

3. Erhöhung der Finanzierungskosten für Erneuerbare-Energien-Anlagen und Gefährdung des weiteren Ausbaus

Im Rahmen der Finanzierung neuer Projekte wird das bisher auf ein Prozent begrenzte Ertragsausfallrisiko durch die Banken praktisch i.d.R. nicht separat berücksichtigt, da die Eintrittswahrscheinlichkeit über die Projektlaufzeit im jeweiligen Netzgebiet mit hohen Unsicherheiten behaftet ist. Es wird als nicht bestimmender Teil der gesamten Ertragsunsicherheiten angesehen.
Potenzielle Ertragseinschränkungen, die in den Wirkungsbereich des § 15 EEG (2014) fallen, führen – isoliert betrachtet – nicht zu einer maßgeblichen Belastung für die wirtschaftliche Planung neuer Projekte. Unter der Bedingung, dass die potentielle Erlöseinbuße den vorgenannten Rahmen nicht überschreitet, gilt dies sowohl für die bisher üblichen operativen Maßnahmen als auch für solche, die künftig infolge einer bewussten Beschränkung der Netzkapazitäten im Sinne des im Weißbuch formulierten Ansatzes. Angesichts der langen Projektlebensdauer im Entwicklungsstadium ist die Wahrscheinlichkeit von Abregelungen an einem Standort nicht mit Sicherheit einzuschätzen. Eine Erhöhung der Beteiligung der Betreiber an den Ausfällen, z.B. auf drei Prozent würden die Finanzierer – nach Aussage von Branchenvertretern – hingegen aufgrund der deutlich größeren Relevanz in den Kalkulationen berücksichtigen müssen. Dies hätte entsprechende Risikoaufschläge zur Folge. Nach übereinstimmender Auskunft von Experten lassen sich die potentiellen Erlöseinbußen im jeweiligen Netzgebiet nicht mit hinreichender Verlässlichkeit prognostizieren. Dies käme einer Erhöhung der geforderten Eigenkapitalquote gleich. Das erhöhte Ertragsausfallrisiko würde also bereits vollständig in der Finanzierungsphase bei dem Entwickler verbleiben. Insofern würde eine derartige Änderung die Projektfinanzierung teurer machen und infolge dessen die Stromgestehungskosten erhöhen. Für mäßig wirtschaftliche Standorte würde dies ferner zu einer Belastung führen, sodass die Umsetzung des Vorhabens u.U. nicht mehr darstellbar wäre – selbst wenn eine Abregelung in dem kalkulierten Umfang später nicht stattfände. Eine Änderung der Härtefallregelung hätte somit vermutlich Auswirkungen auf die weitere Ausbaudynamik. Bei der geplanten Einführung von EEG-Ausschreibungen, würden darüber hinaus die Akteure die erhöhten Risiken einpreisen, womit sich die finanzielle Förderung verteuert und die EEG-Umlage steigt.

Eine Erhöhung des nicht entschädigten Ertragsausfalls könnte im Bereich der Projektentwicklung nicht zuletzt eine Marktkonzentration stimulieren, da die geforderte höhere Eigen-

[6] Weißbuch Ein Strommarkt für die Energiewende, S. 76

kapitalquote tendenziell durch größere, finanziell besser ausgestattete Unternehmen leichter aufzubringen ist.

Insbesondere für Biomasseprojekte kann eine bereits ein Ertragsausfallrisiko von ein Prozent zu erheblichen wirtschaftlichen Belastungen führen. Anders als bei den Fluktuierenden erneuerbaren fallen bei der Bioenergie erhebliche variable Erzeugungskosten für die Stromproduktion an. Im Gegensatz zu fossilen Kraftwerken, bei denen eine Drosselung durch Reduzierung der brennstoffzufuhr erreicht werden kann, ist der biologische Prozess sehr träge. Dies hat zur Folge, dass im Falle einer Abregelung keine Brennstoffkosten eingespart werden können. Im Gegenteil: Biomasseanlagen haben im Regelfall eine Wärmelieferverpflichtung zu erfüllen, so dass zusätzliche Kosten für Ersatzbrennstoffe entstehen. Hierdurch kann es bei ein Prozent Abregelung bereits zu Renditeverlusten im zweistelligen Bereich kommen.

Es ist naheliegend, dass das Risiko der nicht entschädigten Ertragsausfälle auch für Standorte angesetzt würde, die zum Zeitpunkt der Planung nicht unmittelbar oder absehbar von Netzengpässen betroffen sind. In der jüngeren Vergangenheit betraf dieser Umstand schon zahlreiche Projekte, die seit Jahren in Betrieb sind und bis vor kurzem nicht von Abregelungen betroffen waren. Daher ist anzunehmen, dass die beschriebenen Konsequenzen auch für Standorte gelten, die aus netztechnischer Sicht als vorteilhaft zu betrachten sind (z.B. im Süden Deutschlands). Eine Belastung solcher Regionen widerspricht den politischen Zielstellungen und würde dem Verursacherprinzip entgegenstehen.

AD § 12 Abs. 4 EnWG – Bereitstellung von Informationen und Geschäftsgeheimnissen

Nach § 12 Abs. 4 EnWG müssen die Betreiber von Erzeugungsanlagen unverzüglich die Information einschließlich etwaiger Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bereitstellen, die notwendig sind, damit die Elektrizitätsversorgungsnetze sicher und zuverlässig betrieben, gewartet und ausgebaut werden können.

Der BEE begrüßt die Bestrebungen des BMWi, im Rahmen des Gesetzes für mehr Transparenz im Strommarkt zu sorgen. Allerdings sollte die Transparenz für alle Beteiligten gleichermaßen verpflichtend sein. Nicht nachvollziehbar ist, dass einerseits eine Verpflichtung, Betriebsgeheimnisse an die Konkurrenz (integrierte Unternehmen) weiterzugeben, bestehen soll, anderseits Netzbetreiber und Bundesnetzagentur Informationen weiterhin nur sehr begrenzt an direkt betroffene Unternehmen und Anlagenbetreiber weitergeben müssen.

So ist unbedingt sicherzustellen, dass Netzbetreiber, die bei der Auslegung ihrer Netze die drei-Prozent-Regelung in Anspruch nehmen, diese dem sachkundigen Dritten auch nachvollziehbar darlegen müssen. Passagen aufgrund nicht weiter beschriebener, besonderer sicherheitsrelevanter Aspekte zu schwärzen, sind im Sinne eines für alle Akteure transparenten Marktes nicht zielführend. Da ein Stromversorgungsnetz an sich als sicherheitsrelevant bezeichnet werden kann, wäre hier dem Missbrauch unnötigerweise Tür und Tor geöffnet. Vielmehr ist davon auszugehen, dass ein sachkundiger Dritter ohnehin über sicherheitsrelevantes Wissen zu Netzaspekten verfügt. Zumindest sollte einigen neutralen Fachleuten der Zugang zu allen Informationen beiderseits gewährt werden. Gegenseitige Vertraulichkeitserklärungen sind ein probates Mittel.

Umgekehrt müssen auch die Netzbetreiber verpflichtet werden, Informationen die für den sicheren Anlagenbetrieb oder die Optimierung der Stromvermarktung notwendig sind, umgehend an die Betroffenen zu übermitteln. Das Marktakteure Datensätze händisch auf diversen Webseiten in unterschiedlichsten Formaten zusammensammeln müssen, sollte dringend unterbinden werden.

Dass besondere Rechtsschutzmöglichkeiten fehlen und eine hinreichende Eingrenzung der zu übermittelnden Daten sowie eine Kontrollstelle fehlen, ist zu kritisieren.

Aus Sicht des BEE steht es außer Frage, dass dem Netzbetreiber alle für einen effizienten Netzausbau notwendigen Daten zur Verfügung gestellt werden müssen. In diesem Rahmen ist es aber auch notwendig, die Transparenz so weit zu erhöhen, dass sowohl der Sinn und Zweck, als auch die Verwendung der erhobenen Daten für alle betroffenen Marktteilnehmer nachvollziehbar werden.

In dieser Hinsicht ist jedoch festzustellen, dass der Netzbetreiber auf diese Daten zugreifen kann. Einerseits hat er Zugriff auf die historischen und aktuellen Netzdaten, andererseits liegen ihm Informationen über zukünftige Projekte in der Regel schon deshalb vor, da ihm diese im Rahmen von Netzanschlussanfragen zugehen. Darüber hinaus erscheint es sinnvoll sein, eine Informationspflicht für den Fall zu bestimmen, dass im konkreten Fall eine Fahrweise gegeben ist oder gefahren werden könnte, die einen erheblichen Einfluss auf die Netze haben kann. Welche Daten abgerufen werden dürfen, kann nach Meinung des BEE nur im Rahmen einer enumerativen Aufzählung geregelt werden.

Dass Netzbetreiber geheime Marktstrategien, besonderes Handelswissen, Geschäftsbeziehungen über die Ist-Daten unbegründet abfragen können, kann nicht mit der begründeten Bereitstellung von netzbetriebsführungsrelevanten Daten begründet werden. Vertrauliche Geschäftskonzepte sollten nicht unbegründet gefährdet werden.

Ferner ist festzustellen, dass die Systeme zur Verarbeitung dieser Daten noch nicht zu Verfügung stehen. Weiterhin wurden von mehreren Direktvermarktungsunternehmen konkrete Anhaltspunkte vorgetragen, dass trotz der bereits bestehenden Datenschutzbestimmungen vertrauliche Daten von Netzbetreibern an verbundene Unternehmen im Versorgungsbereich weitergereicht wurden.

Ein Verbesserung der Netzsituation und die Vermeidung von Netzausbau könnte im Übrigen auch dadurch gestärkt werden, dass adäquate Informationspflichten für Anlagenbetreiber geschaffen werden. So werden beispielsweise Direktvermarkter und Anlagenbetreiber über Regelungen im Rahmen des Einspeisemanagements nur unzureichend informiert und es fehlt an Formaten, welche die informationstechnische Verarbeitung ermöglichen. Zudem bleiben Verstöße, soweit entsprechende Regelungen im EEG/EnWG gegen diese Informationspflichten gegeben sind, weitgehend ungeahndet.

Schon deshalb, noch immer integrierte Unternehmen am Markt tätig sind und Informationen weitergereicht werden, erscheint diese Vorgabe fragwürdig. Darüber hinaus ist zu sehen,

dass besondere Rechtschutzmöglichkeiten fehlen und eine hinreichende Eingrenzung der zu übermittelnden Daten oder eine Kontrollstelle nicht gegeben ist.

Eine die Marktakteure verunsichernde „Black Box“ sind Umfang und Charakteristiken der installierten KWK-Anlagen. Die Erfassung und Veröffentlichung von KWK-Anlagen (zum Beispiel: Anlagenscharf installierte Leistungen, Strom-/Wärmeproduktion, Wirkungs- bzw. Ausnutzungsgrade, Verfügbarkeiten, Einsatzgebiet (öffentliche Wärmeversorgung, Industrie) erhöhen die Prognosesicherheit und verbessern damit die Rahmenbedingungen für Flexibilitätsprojekte.

AD § 12a Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung und § 12b Erstellung des Netzentwicklungsplans durch die Betreiber von Übertragungsnetzen

Im Gesetzesentwurf heißt es:

> *„Die Übertragungsnetzbetreiber sind im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans verpflichtet, die Regelungen zur Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 bei der Netzplanung anzuwenden.“*

Werden ÜNB und VNB nicht dazu verpflichtet, Ihre Planungen aufeinander abzustimmen, kommt es zwangsläufig zu einer Zunahme von Netzengpässen. Grund dafür ist, dass zumindest ein Teil der vom VNB eingeplanten Abregelung zeitlich nicht mit den Netzengpässen auf Übertragungsebene korreliert. Im (theoretischen) Extremfall würden dadurch in einigen Regionen bis zu sechs Prozent der jährlich aus Erneuerbare-Energien-Anlagen erzeugten Energie abgeregelt. Auch wenn es als eher unwahrscheinlich anzusehen ist, dass der theoretische Maximalwert erreicht wird, kann davon ausgegangen werden, dass es ohne bessere Abstimmung zwischen ÜNB und VNB zu Abregelungen von über drei Prozent kommen wird. Dies wäre der Energiewende nicht zuträglich und volkswirtschaftlich bedenklich. Die VNB sollten daher die von den ÜNB für die jeweiligen Netzverknüpfungspunkte ermittelten Stromflüsse in ihrer Simulation verwenden. Zusätzlich sollten auch die ÜNB dazu verpflichtet werden, zur Entlastung von Engpässen das Zuschalten zusätzlicher Lasten zu forcieren und Informationen über bevorstehende Engpasssituationen rechtzeitig an die betroffenen BKV zu übermitteln (siehe AD § 11).

AD § 13 EnWG – Systemrelevanz

EEG-Anlagen, die zur Bereitstellung von Regelenergie kontrahiert sind, dürfen von bereits nach geltender Rechtslage nicht zum Einspeisemanagement herangezogen werden. Dies wurde vom BMWi dankenswerterweise in der Sitzung der AG 3 „Erneuerbare Energien“ der Plattform Strommarkt am 16. September 2015 noch einmal klargestellt. Viele Netzbetreiber handhaben dies jedoch anders, sodass insbesondere Bioenergieanlagen, die Minutenreserveleistung und Sekundärregelleistung bereitstellen, regelmäßig im Rahmen des Einspeisemanagements abgeregelt werden. Diese Praxis führt bei den betroffenen virtuellen Kraftwerksbetreibern zu großen Problemen und behindert den Eintritt neuer Anbieter in den Regelenergiemarkt. Sie steht damit im Widerspruch zum Ziel des Weißbuchs, den Regelenergiemarkt für neue Anbieter zu öffnen. Aus diesem Grund sollten die betroffenen Betreiber

von Anlagen und virtuellen Kraftwerken nicht auf den Rechtsweg verwiesen werden, sondern in § 13 folgende Klarstellung aufgenommen werden:
„Anlagen, die zur Bereitstellung von Regelenergie kontrahiert sind, dürfen von unterlagerten Netzbetreibern nicht zum Einspeisemanagement herangezogen werden.“

AD § 13 und 14 EnWG – Abgrenzung EEG EnWG bei Regelung

Die EEG-Novelle sollte ferner eine Klärung des Verhältnis zwischen den §§ 13 und 14 EnWG und § 14 EEG erreichen. Da sich Netzbetreiber, um Entschädigungszahlungen zu entgehen, oft ohne jegliche Begründung auf die §§ 13 und 14 EnWG berufen, bringt dieses Verhältnis in der Praxis erhebliche Probleme mit sich. Daher sollte das Verhältnis angemessen abgegrenzt werden.

Der Netzbetreiber sollte verpflichtet werden, dem Anlagenbetreiber umgehend Informationen bereitzustellen, die eindeutig erkennen lassen, nach welchen Paragrafen die Abregelung durchgeführt wurde, um sichtbar zu machen, ob die Härtefallregelung greift oder nicht. An dieser Stelle müssen konkretere Informationen verpflichtend werden, die „Netzampel“ könnte dahingehend ausformuliert werden. Ferner sollte geregelt werden, wie eine Regelung aufgrund von Netzausbaumaßnahmen zu beurteilen ist und in welchen Fällen eine Kompensation erfolgt.

Langfristige Einspeisemanagementmaßnahmen, wie sie im Rahmen der Netzverstärkung auftreten, sollten frühzeitig angekündigt und zwischen Netz- und Anlagenbetreibern abgestimmt werden. Die Notwendigkeit besteht, da Biogasanlagen zum Teil über Wochen tagsüber nicht einspeisen dürfen. Dies muss insbesondere von Betreibern von Biogasanlagen frühzeitig eingeplant werden können, da ihnen andernfalls erhebliche Schäden entstehen können, da sie bspw. Wärmelieferungen nicht nachkommen können. Zudem sollte klar geregelt werden, dass alle auf die Abregelung zurückzuführenden Kosten (z. B. externe Beheizung der Fermenter) vom verursachenden Netzbetreiber zu tragen sind.

AD § 13 Abs. 1a und b EnWG – Wirk- und Blindleistungsbereitstellung unter 10 MW

§ 13 Abs. 1b EnWG entwickelt die Regelungen über die Blindregelungsbereitstellung über 10 MW insofern weiter, als das die zu zahlende Vergütung näher ausgestaltet wird. Darin wird die „angemessene Vergütung“ für eine nach Absatz 1a Satz 1 angeforderte Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung, geregelt:
„Die Vergütung für eine nach Absatz 1a Satz 1 angeforderte Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung ist angemessen, wenn sie den Betreiber der Anlage wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt als er ohne die Maßnahme nach Absatz 1a Satz 1 stünde.“

Bisher ist diese „angemessene Vergütung“ allerdings nur für Anlagen ab 10 MW geregelt und auch nur für Anlagen, die vom ÜNB angefordert wurden.

Die Spannungshaltung ist eine elementare Aufgabe des Netzbetriebs und hängt unter anderem von verfügbaren Blindleistungsquellen im Netz ab. Im Zuge der Energiewende werden diese Blindleistungsquellen vermehrt durch Erneuerbare-Energien-Anlagen bereitgestellt.

Wir begrüßen, dass der Gesetzentwurf anerkennt, dass die Bereitstellung von Blindleistung mit Kosten verbunden ist und entsprechend vergütet werden muss. Daher sollte diese „angemessene Vergütung“ auch für Blindarbeit gelten, die durch Erneuerbare Erzeuger, d.h. im Verteilungsnetz erbracht wird. Weiterhin sollte geprüft werden, ob dort wo für die Bereitstellung von Blindleistung verschiedene Anlagen infrage kommen, ein Marktmechanismus eingeführt werden kann, der den jeweils effizientesten Bereitsteller von Blindleistung ermittelt, denn es ist nicht kosteneffizient, Anlagen mit hohen Bereitstellungskosten hierzu zu verpflichten, wenn günstigere Alternativen verfügbar sind.

Dem Anlagenbetreiber obliegt es, dass er das Netz nicht gefährdet und Strom in der notwendigen Art und Güte bereitstellt. Der Netzbetreiber ist für die Netzsteuerung verantwortlich. Bei der Bereitstellung von Blindstrom handelt es sich um eine Netzsteuerungsmaßnahme. Darüber hinaus wird der Blindstrom auch von manchen Netznutzern zum Betrieb von Motoren benötigt und stellt insofern technisch und rechtlich eine Lieferung des Netzbetreibers dar.

Es sollte deutlich gemacht werden, dass Netzbetreiber, die Anlagen mit einer installierten Leistung von unter 10 MW zur Bereitstellung von Blindleistung auffordern, um dadurch ihrer Aufgabe des effizienten Netzbetriebes nachzukommen, die hierdurch entstehenden Kosten vollumfänglich tragen müssen.
Insbesondere vor dem Hintergrund, dass Netzbetreiber sich von Anschlussnehmern die Bereitstellung von Blindleistung vergüten lassen, ist es nicht länger tolerierbar, dass Anlagenbetreibern regelmäßig die kostenlose Bereitstellung von Blindstrom abverlangt wird. Die Kosten die dem Anlagenbetreiber hierdurch entstehen sind zum Teil erheblich (Biogasanlagen bis zu fünf Prozent der Umsatzrendite).

Ad § 49 Abs. 1 und 2 EnWG

Der BEE begrüßt, dass der VDE/FNN nun die für Erstellung technischer Anschlussbedingungen verantwortliche Instanz ist. Der für die Mitarbeit zu entrichtende Beitrag sowie der hohe Personaleinsatz führen dazu, dass vor allem kleinere und innovative Technologiesparten nicht ausreichend bei der Erstellung der Technischen Anschlussbedingungen (TAB) berücksichtigt werden. Deshalb wäre es wünschenswert, diese bei einer Konsultation besonders zu berücksichtigen.

Ausgeschlossen werden sollte, dass in VDE-Normen Aussagen über Kosten oder die Zertifizierungspflicht getroffen werden.

Ad § 51 Abs. 2 EnWG – Monitoring und EU-Richtlinie 2014/94/EU

Die genannte EU-Richtlinie stellt Vorgaben für die Versorgung der Bevölkerung mit Erdgas für Mobilitätszwecke auf. Diese Vorgaben sind bis zum 18.11.2016 umzusetzen. Zur Prü-

fung, inwieweit die Vorgaben umgesetzt werden, sollten diese in das Monitoring nach § 51 Abs. 2 EnWG einfließen. Diese betreffen die Verfügbarkeit von CNG und LNG sowie die entsprechende Tankstelleninfrastruktur. Es wird darauf hingewiesen, dass die Tankstelleninfrastruktur vor allem im LNG-Bereich eine erhebliche Bedeutung für die Versorgungssicherheit und das Abnahmeverhalten hat.

Auch zur Beantwortung der Frage, inwieweit die Klimaziele erreicht wurden, sollte der Beitrag von Biomethan zu einem nachhaltigen und klimagerechten Energiesystem erfasst werden.

AD § 111d EnWG – Zugang Informationsplattform

Dass Informationsplattformen geschaffen werden sollen, ist zu begrüßen. Allerdings muss sichergestellt werden, dass auch kleine Unternehmen effizient und kostengünstig auf diese Informationen zugreifen können. Dazu wäre es zwingend notwendig, eine einheitliche Schnittstelle vorzuschreiben, über die Datensätze automatisiert abgerufen werden können.

AD § 111e-f EnWG – Marktstammdatenregister

Die Praxis hat gezeigt, dass die Anlagenregisterverordnung in Teilen sogar von Rechtsanwälten in Bezug auf die Kernelemente sehr unterschiedlich ausgelegt wird. Da mit der Anlagenregisterverordnung existenzbedrohende Strafen verbunden sein können, sollten diese Verständnisprobleme im Rahmen der Überführung des Anlagenregisters in das Marktstammdatenregister beseitigt werden. Darüber hinaus sollten verschiedene unnötige Datenerfassungen, die noch von der Anlagenregisterverordnung gefordert werden, vermieden werden.

Das Anlagenregister hat gezeigt, dass es nicht sinnvoll ist, öffentlich-rechtliche Zulassungen von Anlagen zu registrieren, soweit es sich nicht um größere Anlagenkonzepte handelt. Daher sollte, soweit die Anlagengröße unter einer installierten Leistung von 1 MW bleibt, auf eine entsprechende Erfassung verzichtet werden. Im Hinblick auf die Vorgaben der Nr. 6 lit. b EnWG sollte im Hinblick auf den Begriff der Anlage dessen Reichweite bestimmt werden. Für den Bereich der erneuerbaren Energien-Anlagen wird vorgeschlagen, dass auf den technischen Anlagenbegriff des EEG Bezug genommen wird, da ansonsten erhebliche Friktionen zu befürchten sind.

Nach § 111 f Nr. 2a ist eine Veröffentlichung von BKV im Marktstammdatenregister berechtigt. Die nicht eingeschränkte Veröffentlichung der Direktvermarktungsunternehmen ist hingegen nicht uneingeschränkt nachvollziehbar. Auch angesichts der in § 6 Abs. 1 EEG-Entwurf geregelten Transparenzzwecke erscheint dies nicht erforderlich, da ein praktischer Nutzen nicht erkennbar ist.

Der BEE schlägt vor, verspätete oder versehentliche Falschmeldungen zum Marktstammdatenregister nicht pauschal zu pönalisieren, sondern über die im Ordnungsrecht vorgesehenen Regelungen zu ahnden.

AD §§ 30 ff. EnWG – Missbrauchsverfahren durch Verbände

Aufgrund des hohen Einflussgrades aufgrund natürlichen Netzmonopols der Marktstellung durch Netzbetreiber erscheint es geboten, Verbänden von Anlagenbetreibern ein Recht auf die Durchführung eines kostenfreien Missbrauchsverfahrens einzuräumen, welches kostenfrei durchgeführt wird.

Artikel 2: Änderung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen

Keine Anmerkungen durch den BEE.

Artikel 3: Änderung der Stromnetzentgeltverordnung

Vermiedene Netzentgelte

Steuerbare dezentrale Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien kann dazu beitragen, dass Netzausbau vermieden werden kann. So führt z. B. eine Kombination von Biogasanlagen mit einem Speicher dazu, dass die Einspeisespitzen bereits am Einspeisepunkt gekappt werden können. Der für die Energiewende erforderliche Ausbau Erneuerbarer Energien kann deshalb mit einem geringeren Netzausbau erzielt werden.

Da die Netzentgeltsystematik an vielen Stellen an die Veränderungen des Strommarktes angepasst werden muss, wird angeregt, das Thema vermiedenen Netzentgelte erst in diesem Zuge zu überarbeiten, um spätere Anpassungen zu vermeiden.

Der BEE schlägt vor, dass die Terminierung der vermiedenen Netzentgelte der nichtregelbaren Erneuerbaren Energien (Photovoltaik- und Windenergieanlagen ohne Speicher) auf das Jahr 2025 verschoben wird. So besteht ausreichend Zeit, dass sich solche Lösungen entwickeln können.

Für regelbare erneuerbare Energie (d.h. insbesondere Bioenergieanlagen, Geothermieanlagen, Wasserkraftanlagen, Photovoltaikanlagen mit Speichern sowie Windenergieanlagen mit Speichern) sollten auch über 2025 hinaus vermiedene Netzentgelte geltend gemacht werden dürfen.

Eine Änderung der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) sollte aus Sicht des BEE auf jeden Fall auch eine Korrektur des § 19 Abs. 2 Satz 2 der StromNEV. Bekanntlich führt die bisherige Regelung dazu, dass große Stromverbraucher, die unter diese Regelung fallen, einen Anreiz für einen starren Stromverbrauch haben. Dies widerspricht der Erkenntnis des Weißbuchs, wonach künftig Flexibilitäten angereizt statt verhindert werden sollen. Daher

schlägt der BEE vor, diese Korrektur möglichst noch im Strommarktgesetz durchzuführen, spätestens aber Anfang 2016 eine eigene Novelle der StromNEV anzustreben.

Artikel 4: Änderung der Stromnetzzugangsverordnung

Bilanzkreistreue

Der BEE befürwortet grundsätzlich den Ansatz, dass die Fahrplantreue der BKV gewährleistet werden soll. Es handelt sich hier um einen sehr wichtigen Baustein des künftigen Strommarktdesigns, dem ausreichend Zeit und politisches Augenmerk zuzuordnen ist. Folglich erscheint es sinnvoll, über neue Mechanismen zu gewährleisten, dass insbesondere die Lieferbilanzkreise die Versorgung sicherstellen.

Der BEE hält es für bedenklich, dass eine Vielzahl von wichtigen Festlegungen nicht über den demokratischen Gesetzgebungsprozess, sondern durch Festlegung der Bundesnetzagentur (BNetzA) erfolgen soll. Die Festlegungen haben zum Teil erhebliche Auswirkungen auf alle Beteiligten und wirken sich in hohem Maße nachteilig auf die Planungssicherheit von Unternehmen und Anlagenbetreibern aus. Änderungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Aussicht zu stellen, ohne einen Zeitrahmen festzulegen, führen regelmäßig zu einer starken Verunsicherung der Marktakteure. Dadurch entsteht eine Investitionszurückhaltung, die höhere volkswirtschaftlichen Gesamtkosten nach sich zieht.

Den Vorschlag, den Bilanzkreis, der für den Abruf verantwortlich ist, auch stärker mit den Kosten für die Vorhaltung und Erbringung von Regelenergie bzw. Regelleistung zu belasten, hält der BEE für grundsätzlich richtig. Darüber hinaus sieht der BEE erheblichen Klärungsbedarf bei der konkreten Ausgestaltung dieser Maßnahmen. Insbesondere möchten der BEE auf die bereits im Weißbuch angesprochene Problematik der „Nulldurchgänge“ und die hierdurch entstehenden unverhältnismäßig hohen Kosten hinweisen. Um unerwünschten Effekten vorzubeugen, sollten in Zusammenarbeit mit den betreffenden Verbänden tragfähige Lösungen erarbeitet werden.

Um sicherzustellen, dass die Klimareserve eine Notfallreserve bleibt, erscheint es grundsätzlich sinnvoll, die Klimareserve mit hohen Kosten zu versehen. Andererseits wird dadurch eine potenzielle Bilanzkreisüberdeckung angereizt, die zu einer zusätzlichen Verknappung der Erzeugungskapazitäten (infolge einer Nachfrage die über dem tatsächlichen Bedarf liegt) führen würde. Dadurch käme es zu einer unnötigen Aktivierung der Klimareserve, die auf Grund der allgemeinen Bilanzkreisüberdeckung einen Abruf negativer Regelenergie mit sich bringen würde. Auch diese Problematik sollte unter Einbeziehung der betroffen Verbände gelöst werden.

Einspeisemanagement

Momentan erfährt der BKV erst nachträglich, häufig nur durch aktive Auswertung der Anlagendaten, dass eine Anlage, deren Strom er vermarktet, von einer „EinsMan“-Maßnahme betroffen war. Das sein Bilanzkreis hierdurch unterdeckt ist, hat er nicht zu verantworten. Daher sollten die Kosten in diesem Fall dem Netzbetreiber zugeordnet werden.

In der heutigen Praxis ist die Geltendmachung eines Anspruches auf Schadensersatz sehr aufwendig, weil es keinen eigenen Schadensersatzanspruch des Vermarkters bzw. des BKV gegenüber dem VNB gibt. Auch die isolierte Abtretung der Schadensersatzansprüche aus der Ausgleichsenergie an den Vermarkter ist schwierig umzusetzen. Deshalb sollte diesbezüglich eine Klarstellung im EEG erfolgen. Zudem hat der verursachende Netzbetreiber keinen Anreiz, die Betroffenen so rechtzeitig zu informieren, dass die Bilanzkreisabweichung im Großhandel ausgeglichen werden könnte. Die direkte Folge ist ein erhöhter Regelenergiebedarf. Erhöhter Handlungsbedarf besteht, da die Einführung der Spitzenkappung zu einer Verschärfung der Situation führen wird.

Eine Lösung wäre die Festlegung einer Informationspflicht des Netzbetreibers an Anlagenbetreiber, Direktvermarkter oder andere BKV über ein einheitliches Informationssystem. Die Einführung eines standardisierten Informationssystems – vergleichbar mit der Marktkommunikation bzw. dem Fahrplanmanagement – wäre hierfür eine geeignete Basis. Der BEE schlägt ein vierstufiges Verfahren vor:

- Informiert der Netzbetreiber den Anlagenbetreiber und den Direktvermarkter am Tag vor der Abregelung noch vor Öffnung des Day-Ahead-Marktes, zahlt er dem Direktvermarkter eine Aufwandsentschädigung für die Nachbeschaffung der abgeregelten Energiemenge, der Anlagenbetreiber erhält wie bisher die Entschädigung für die Ausfallarbeit (Pönale). Alternativ zur Aufwandsentschädigung wäre auch ein gesetzlich festgelegter Schadensersatzanspruch denkbar.
- Informiert der Netzbetreiber Anlagenbetreiber und Direktvermarkter bis zu 2 Stunden vor der Abregelung, erhält der Direktvermarkter eine erhöhte Aufwandsentschädigung, der Anlagen-betreiber wird normal entschädigt.
- Informiert der Netzbetreiber den Anlagenbetreiber und den Direktvermarkter innerhalb von 10 Stunden nach der Abregelung, trägt er die entsprechenden Kosten für die Ausgleichsenergie, der Anlagenbetreiber wird voll für den im entstandenen Schaden entschädigt.

Durch die Stärkung der Ausgleichsenergiepreise werden Anlagen mit inhärenter Prognoseabweichung aufgrund der Wetterabhängigkeit, wie fluktuierend einspeisende Erneuerbare-Energien-Anlagen (Wind, PV) gegenüber steuerbaren Anlagen systematisch schlechter gestellt. Um das Problem der Prognoseungenauigkeit zu entschärfen, wird für Fahrplanabweichungen bei diesen Anlagen ein Toleranzband für die vortags- und die untertägige Prognose eingeführt und mit einer Pauschale abgegolten. Dies sollte insbesondere für die Zeiten höherer Ausgleichsenergiepreise durch die Kapazitäts- und Klimareserve gelten.

Der BEE schlägt vor, dass das BMWi gemeinsam mit der BNetzA in einem transparenten Verfahren – vergleichbar der Entwicklung des neuen Strommarktdesigns (Stichwort: Weißbuchprozess) – in einer Reihe von Workshops mit den Marktteilnehmern die einzelnen As-

pekte der Neuregelung diskutiert. Dabei sollte auch diskutiert werden, inwiefern Bilanzkreistreue über höhere Pönalen oder regulatorisch durch verstärkte Kontrolle angereizt werden sollten bzw. welche Mischformen sich anbieten.

Regelenergie

Der BEE begrüßt, dass im Weißbuch Regelleistungsmärkte für neue Anbieter geöffnet werden sollen und die zugehörigen Eckpunkte. Insbesondere befürworten wir:

- Die Verkürzung der Produktlaufzeiten bei der Sekundärregelleistung beispielsweise auf Vierstunden- oder stündliche Produkte.
- Die Verkürzung der Produktlänge der Minutenreserve auf beispielsweise stündliche Zeitscheiben.
- Dass die Leitstudie Strom „langfristig“ „eine kalendertägliche Beschaffung mit einstündigen Produktlaufzeiten“ vorschlägt (Connect et al. 2015)“.

Wesentliche Punkte zur Flexibilisierung des traditionell starren Auktionsmechanismus zur Bereitstellung von Primär-, Sekundär- und Tertiärleistung fehlen jedoch im Weißbuch. Dazu zählt insbesondere die Bereitstellung von Primärregelleistung durch Erneuerbare Energien in Kombination mit (Batterie-)Speichern. Verbesserungen des Auktionsmechanismus zur Primärregelleistung sind im Weißbuch nicht enthalten. Zudem fehlt der Hinweis auf den Regelleistungsnachweis über „mögliche Einspeisung“.

Leider spiegelt sich die weitgehend richtige Analyse des Weißbuchs zu Regelenergiemärkten nicht umfänglich im Strommarktgesetz wieder, das mehr oder weniger appellativen Charakter an die ÜNB hat, die Regelenergiemärkte zu flexibilisieren. Das jüngste Beispiel der vorgesehenen Diskriminierung von Primärregelbatterien durch eine 30 minütige Vorhaltefrist im Vergleich zu 15 Minuten bei konkurrierenden Technologien zeigt auf, dass die Politik das Feld nicht alleine den ÜNB und der BNetzA überlassen darf. Regelsetzungen, die den Zugang zum öffentlichen Stromnetz betreffen, sollten nicht durch privatrechtliche Gremien, sondern durch autorisierte technische Gremien, wie z.B. dem VDE/FNN erfolgen.

Aus Sicht des BEE sollten im Strommarktgesetz, spätestens aber im Festlegungsverfahren der BNetzA folgende Punkte umgesetzt werden:

Kürzere Ausschreibungszeiträume (näher an der Einsatzstunde) und kürzere Produktlängen.

Diese könnten beispielsweise wie folgt aussehen:

- Minutenreserve: stündliche Produktlänge und untertägige Ausschreibung bis 1 Stunde vor Einsatzstunde (in Dänemark können bis zu 45 Minuten vor der Einsatzstunde Preise und Mengen von den Anbietern geboten und bereits abgegebene Gebote verändert werden)
- Sekundärregelleistung: stündliche Produktlänge und kalendertägliche Ausschreibung für den Folgetag
- Primärregelleistung: stündliche Produktlänge und kalendertägliche Ausschreibung für den Folgetag; diskriminierungsfreier und technologieoffener Zugang (u. a. 15 minütige Vorhaltefrist auch für Batterien)

Unsymmetrische Ausschreibung für alle drei Regelleistungsarten

Die getrennte Ausschreibung von negativer und positiver Regelleistung muss auch für die Primärregelleistung gelten.

Regelleistungsnachweis über „mögliche Einspeisung“

Bei der Betrachtung von Regelenergie ist der Nachweis über die erbrachte Leistung wichtig. Hierbei gibt es für Windenergie zwei prinzipielle Möglichkeiten: das Modell der „Fahrplan basierten Einspeisung“ und das Modell der „möglichen Einspeisung“. Über Prognosen wird die mögliche Einspeisung des Windparks festgestellt. Bei einer fahrplanbasierten Nachweisführung wird von einer konstanten Wirkleistungsabgabe der Windenergieanlage ausgegangen. Wird tatsächlich mehr produziert, würde bei einem Fahrplan der Windpark bereits gedrosselt gefahren, auch wenn keine negative Regelleistung abgerufen wird. Hier werden unnötige Energieverluste in Kauf genommen. Hingegen wird bei dem Modell der „möglichen Einspeisung“, statt einer festen Fahrplanvorgabe, anhand von Prognosen ermittelt, mit welcher Wahrscheinlichkeit die Windenergieanlage wie viel Strom erzeugen wird. Wenn nun negative Regelleistung von einem Windpark angefordert wird, führt dies zu einer Drosselung im Verhältnis zur tatsächlich möglichen Ist-Einspeisung anstelle der konstanten Wirkleistungsabgabe. Um den Nachweis der erbrachten Regelleistung zu führen, soll deshalb ein Modell der „möglichen Einspeisung“ Anwendung finden. Ein vorgegebener Fahrplan würde zu einer unnötigen Abregelung von Erneuerbare-Energie-Anlagen führen, der zu unnötigen volkswirtschaftlichen Kosten führen würde.

Regelzonenübergreifende Regelleistungserbringung ermöglichen

Die Regelleistungserbringung ist bisher nur pro Regelzone möglich, d.h. wenn der Wind in einer Regelzone weht kann dies nicht von einer anderen ausgeglichen werden. Um unterschiedliche Wetterbedingungen besser nutzen zu können, sollten Anlagen Regelenergie für alle vier Regelzonen in Deutschland erbringen dürfen.

Der BEE kann nachvollziehen, dass die Vorstellung von Europäisierung der Regelenergiemärkte einen gewissen Charme hat. Solange es in Europa nur eingeschränkte grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten gibt, was bis auf weiteres der Fall sein wird, trifft diese volkswirtschaftliche Überlegung allerdings auf physikalische Hindernisse, Würden Regelenergiemärkte grenzüberschreitend gestaltet, müssten hierfür feste Übertragungskapazitäten reserviert werden. Für den länderübergreifenden Stromhandel stünden damit geringere Übertragungskapazitäten zur Verfügung. Über- und Unterdeckungen könnten nicht mehr im heutigen Maße ausgeglichen werden, was einen erhöhten Regelenergiebedarf mit sich bringen würde. Um diesen zu decken, müssten gegebenenfalls weitere Übertragungskapazitäten reserviert werden. Dieser sich selbst verstärkende Effekt sollte auf jeden Fall vermieden werden.

Artikel 5: Änderung der Reservekraftwerksverordnung

Der BEE begrüßt, dass das Monitoring der Versorgungssicherheit künftig auch

- grenzüberschreitende Ausgleichseffekte bei Erneuerbaren Energien, Lasten und Kraftwerksausfällen
- sowie der heutige und künftige Beitrag von Lastmanagement und von Netzersatzanlagen zur Versorgungssicherheit
- sowie Anpassungsprozesse an den Strommärkten auf Basis von Preissignalen

zu analysieren und zu berücksichtigen gedenkt und mögliche Hemmnisse für die Nutzung von Lastmanagement und von Netzersatzanlagen dargestellt werden sollen.

Die Anzahl und Auswahl der kontrahierten Reservekraftwerke sollte sich an diesem Bericht und unter Einbeziehung der Auswirkungen, die eine möglich Aufspaltung des deutsch-österreichischen Marktgebietes auf den Redispatch bedarf hat, orientieren. Weniger sollte sie sich auf das Gutachten „Studie zu Aspekten der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023“ beziehen, da dort wesentliche Aspekte der Systemstabilität unbeachtet bleiben. Wie der Gutachter selber anmerkt sind verschiedene Aspekte nicht in ausreichender Tiefe behandelt worden. Besonders unglücklich ist, dass aus Vereinfachungsgründen der Beitrag der Verteilnetze zur Systemstabilität unterblieben ist.

<u>Ergänzungen 1 Reservekraftverordnung</u>

Dass neu zu errichtende Anlagen einem transparenten, diskriminierungsfreien Verfahren nach den Vorgaben der Sektorenverordnung in der jeweils geltenden Fassung auszuschreiben sind, ist zu begrüßen. Der BEE fordert darüber hinaus, alle von den Kraftwerksbetreibern angesetzten Kosten zu veröffentlichen, da diese nicht mehr im Markt stehen und somit keine Geschäftsgeheimnisse existieren dürften.

Im Sinne der für alle Beteiligten gleichermaßen verpflichtend geforderten Transparenz (siehe auch Abschnitt zur geforderten Transparenz von EEG-Daten) sollten die Verträge über die Netzreserve veröffentlicht werden. Darüber hinaus gilt es sicherzustellen, dass eine nach-

vollziehbare Systemanalyse erstellt und veröffentlicht wird. Weiterhin schlägt der BEE vor, auch die für bestehende Anlagen zu erstattenden Kosten zu veröffentlichen. Eine Erhöhung der allgemeinen Transparenz ist aus Sicht des BEE insbesondere aufgrund der Tatsache, dass diese Kosten Marktpreise verzerren und eine Förderung darstellen, die bestimmte Marktakteure übervorteilen, erforderlich.

Artikel 6: Änderung der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung

Keine Anmerkungen durch den BEE.

Artikel 7: Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

AD § 19 Absatz 1a – Befreiung von der Stromsteuer

Durch die Aufhebung der Stromsteuerbefreiung kommt es zu einer potenziellen Doppelbesteuerung für Batterien, da diese sowohl als Endverbraucher als auch als Einspeiser gewertet werden. Wir empfehlen daher eine im EnWG eine zusätzliche Kategorie „Batterien“ einzuführen, um auf die besondere Belange dieser Technologie einzugehen. Zudem gilt es zu prüfen, ob eine Stromsteuerbefreiung für Batterien aufrechterhalten werden kann.

AD § 20 – Wechsel zwischen Veräußerungsformen

Im Gesetzentwurf heißt es:

> *„Die Zuordnung einer Anlage oder eines prozentualen Anteils des erzeugten Stroms einer Anlage zur Veräußerungsform einer Direktvermarktung nach Absatz 1 Nummer 1 oder 2 ist nur dann zulässig, wenn die gesamte Ist-Einspeisung der Anlage in viertelstündlicher Auflösung gemessen und bilanziert wird.“*

Dem § 20 Abs. 2 sollte nach dem vorgeschlagenen Satz 3 folgender Satz 4 angefügt werden:
„§ 32 Abs. 3 und 4 gelten entsprechend“

Andernfalls bestünde das Risiko, dass von der Regelung nur Gebrauch gemacht werden könnte, wenn jede einzelne Anlage über eigene viertelstündliche Messung verfügt.

AD § 24 – Vergütung bei negativen Strompreisen

Der BEE begrüßt, dass nicht nur im Weißbuch, sondern auch in den verschiedenen Workshops des BMWi ein Problembewusstsein für die Folgen, die die Anwendung die der § 24 EEG 14 ab dem 1.1.2016 für die Wind- und PV-Branche haben wird, zu erkennen war. Die Verknüpfung von Day-ahead- und Intraday-Markt, wie im vorliegenden Gesetzentwurf vorgesehen, bewirkt nach Einschätzung des BEE ein selteneres Auftreten von § 24-Fällen. Es macht das Problem aber nicht beherrschbar und stellt die Betreiber aufgrund schwer prognostizierbarer Erlöseinbußen auch weiterhin vor wirtschaftliche Schwierigkeiten und erhöhte Finanzierungskosten. Daher ist es weiterhin zwingend notwendig, die Regelung und ihre Auswirkungen auf die Anlagenbetreiber sowie den Strommarkt ausführlich mit allen beteiligten Akteuren zu erörtern.

In der Energiewirtschaft herrscht Konsens, dass der Paragraph im besten Fall abgeschafft werden sollte oder man wenigstens eine energiewirtschaftlich sinnvolle Änderung erzielen muss. Es kann nicht im allgemeinen Interesse sein, dass unflexible, fossile Kraftwerke einspeisen, während saubere Erneuerbare-Energien-Technologien (nahezu ohne Grenzkosten) abgeregelt werden. Negative Preise sind bisher nicht durch ein Überangebot an Erneuerbarem-Strom, sondern hauptsächlich durch einen Mangel an Flexibilitätsoptionen und gleichzeitigen zum Teil nicht systemrelevanten konventionellen Erzeugungskapazitäten im Strommarkt begründet. Gleichzeitig stellen negative Preise auch ein wichtiges Marktpreissignal und einen sinnvollen Flexibilitätsanreiz dar. Negative Preise zu verhindern sollte daher nicht per se das Ziel sein..

Die Marktprämie in Verbindung mit der Fernsteuerung stellt zudem bereits einen Anreiz bedarfsgerechter Stromeinspeisung aus EEG-Anlagen dar. Diese Regelung wirkt: EEG-Anlagen in der Direktvermarktung werden bei moderat negativen Strompreisen abgeschaltet. Das hat auch das BMWi erkannt und weist in seinem Weißbuch explizit darauf hin (S. 87). Die Marktprämie in Verbindung mit der Fernsteuerung stellt daher bereits eine sinnvolle Umsetzung der Randnummer 124 UEBLL dar.

Bis zur EU-rechtlich abgesicherten Abschaffung des § 24 EEG 2014 sollte die aktuelle Regelung durch eine energiewirtschaftlich sinnvolle und diskriminierungsfreie Regelung für die Anreizung von Flexibilitäten unter Beachtung des Einspeisevorrangs der Erneuerbaren ersetzt werden. Die Maßnahmen aus dem Weißbuch zur Flexibilisierung des Strommarktes müssen zeitnah umgesetzt werden und über die Ansätze des Referentenentwurfs zum Strommarktgesetz hinausgehen.

Grundsätzlich sollte es das Ziel sein, unflexible fossile Kraftwerke mit hohen Grenzkosten frühzeitig aus dem Netz zu nehmen, um eine Abregelung sauberer Erneuerbarer Energien ohne Grenzkosten zu vermeiden. In Situationen mit niedriger Nachfrage und einer hohen Produktion aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien sollten die nicht benötigten Kraftwerke entsprechend ihrer Grenzkosten die Produktion einstellen. Dafür bedarf es neuer Maßnahmen, die zu entsprechenden Preissignalen führen. Fluktuierende Einspeiser müssen nichtsdestoweniger einkalkulieren, dass es künftig Zeiten geben kann, an denen ihr Strom keinen Verkaufspreis an der Börse erzielt. Dies sollte im Sinne des Einspeisevorrangs aber erst der

Fall sein, wenn alle Möglichkeiten zur Flexibilisierung erschöpft sind und ausschließlich nur noch echte „Must Run“-Kapazitäten im Markt sind.

Konkrete Vorschläge zur Umsetzung von Flexibilitätsoptionen sind in der Studie „Strommarkt-Flexibilität – Hemmnisse und Lösungskonzepte“ des Fraunhofer Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik sowie Energy Brainpool im Auftrag des BEE in Kooperation mit dem Bundesverband Windenergie (BWE) dargelegt.

Der BEE begrüßt, dass im Referentenentwurf der Marktwirklichkeit Rechnung getragen wird. Diese beinhaltet, dass im Intraday-Markt Korrekturen vorgenommen werden. Diese Korrekturen führen auch dazu, dass Preise, die sich noch im Day-ahead-Markt im negativen Bereich aufhielten, sich z.B. aufgrund verringerter Erzeugungsprognosen oder höherer Nachfrage in den positiven Bereich bewegen.

Die rückwirkende Anwendung von dem neuen § 24 auf Anlagen, die ab Anfang 2016 in Betrieb genommen werden, ist richtig und notwendig, um sicherzustellen, dass die gegenwärtige Regelung bei keiner Anlage Anwendung findet, auch wenn sie noch vor Inkrafttreten des Gesetzes in Betrieb genommen werden. Eine unterschiedliche Regelanwendung hätte neben Benachteiligungen von Anlagen, die in der Übergangszeit in Betrieb genommen werden, auch Verzerrungen auf dem Strommarkt zur Folge.

Der BEE schlägt darüber hinaus für die Aufnahme in den Gesetzentwurf des Strommarktgesetzes vor:

- dass sämtliche Börsenpreise, die den deutschen Spot-Strommarkt abbilden, bei der Berechnung der negativen Strompreise bewertet werden; dazu gehören neben EEX/EPEX vor allem die Börsen Nord-Pool-Spot und EXAA; Strompreise sollten nur dann als negativ gelten, wenn sie in mindestens zwei der drei Börsen negativ sind. Ein transparentes Verfahren zur Bildung eines aussagekräftigen und referenzierbaren Strompreises berücksichtigt aus unserer Sicht gleichermaßen Day-Ahead- und Intraday-Preise der genannten Börsen.
- dass der Börsenrealität Rechnung getragen wird, wonach in Day-Ahead-Märkten jeweils einzelne Tage gehandelt werden. Folglich sollten nur die negativen Strompreise innerhalb eines Börsentages betrachtet werden. Stunden negativer Strompreise, die über die Tagesgrenze hinausgehen, würden nur für den jeweiligen Tag betrachtet werden.
- dass die Anlagenzusammenfassung geändert werden sollte. Mit Bezug auf die beihilferechtlichen Vorgaben der EU-Kommission bestehen für den deutschen Gesetzgeber Auslegungsspielräume zum Begriff der Anlagenzusammenfassung. Während der bestehende § 24 des EEG 2014 lediglich Ausnahmen für Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 3 MW umfasst, sehen die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission Ausnahmen für „3 MW oder 3 Erzeugungseinheiten“ vor (vgl. Randnummer 125). Durch die Ergänzung des Begriffs „3 Erzeugungseinheiten“ im § 24 Abs. 3 Satz 2 bestünde für den deutschen Markt ein notwendiger Freiraum bei der Anlagenzusammenfassung. Die Anlagenzusammenfassung erfolgt nach § 32 Abs. 1 „unabhängig von den Eigentumsverhältnissen“. Dies ist in den UEBLL gar nicht gefordert. Eine optimale Anlagenkonfiguration wird zudem entsprechend der örtlichen Windverhältnisse vorgenommen. Die Reduzierung der

Anlagengröße im Rahmen von Ausnahmeregelungen folgt jedoch einer preispolitischen Überlegung. Eine Begrenzung auf 3 MW ist daher im Sinne einer ertragreichen Windausbeute und zur Vermeidung wettbewerblicher Verzerrungen zu hinterfragen.

Darüber hinaus muss zeitnah über Kompensationszahlungen diskutiert werden, die dann entweder im Laufe des Verfahrens des Strommarktgesetzes oder bei der bevorstehenden EEG-Novelle aufgegriffen werden sollten.

AD § 25 EEG – Verringerung der Förderung bei Pflichtverstößen/Stromsteuer

Der Umgang mit der Anlagenregisterverordnung hat gezeigt, dass nicht einmal Rechtsanwälte, die schon seit Jahren im Bereich der Erneuerbaren Energien tätig sind, zu einer einheitlichen Auffassung hinsichtlich der Registrierungspflichten kommen und grundlegende Registrierungspflichten nicht erkennen. Schon daher ist es verfassungsrechtlich geboten, an eine Missachtung keine existenzvernichtenden Pönalen zu binden. Dabei ist auch zu sehen, dass eine Vielzahl von Konstellationen, wie z. B. der zeitweise Austausch, nicht geregelt sind. Die Pönalen verstoßen gegen das Verhältnismäßigkeitsprinzip, zumal auch unverschuldete Sachverhalte geahndet werden. Meldet beispielsweise ein Anlagenbetreiber eine unbedeutende Nachgenehmigung oder eine Leistungserhöhung von nur einem Kilowatt nicht, verringert sich seine Vergütung auf null. Insbesondere auch vor dem Hintergrund, wofür die Daten verwendet werden, stehen die bestimmten Strafen außer jedem Verhältnis. Es wird daher vorgeschlagen, auf das Ordnungswidrigkeitenrecht zu verweisen. Unverhältnismäßig ist auch die Strafe im Hinblick auf die Verletzung der Vorgabe zur Stromsteuer in § 19 1a EEG.

Hier zeigt sich wiederum das Bild, dass Verstöße von Netzbetreibern nicht oder nicht durchsetzbar bestraft werden, leichteste Verstöße von Anlagenbetreibern aber mit existenzbedrohenden Strafen pönalisiert werden.

Artikel 8: Änderung im Stromsteuergesetz

AD § 9 Steuerbefreiungen, Steuerermäßigungen:

Der Referentenentwurf sieht eine Ergänzung des StromStG in § 9 vor. Nach § 9 (1) StromStG wird ein neuer Absatz 1a eingefügt, der dazu führen soll, dass sich eine Förderung nach EEG und eine Begünstigung nach § 9 (1) Nr. 3 und 4 gegenseitig ausschließen. Laut Begründung möchte der Gesetzgeber mit dieser Maßgabe eine kumulierte Förderung unterbinden.

Damit weicht die Bundesregierung von der Rechtsprechung des Bundesfinanzhofes (BFH) ab, der in seinem Urteil vom 20. April 2004 (VII R 54/03, VII R 57/03) festgestellt hat, dass die Fördertatbestände des EEG und die Stromsteuerbefreiung unabhängig voneinander bestehen.

EEG und StromStG verfolgen unterschiedliche Ziele: Während im EEG die Erzeugung von Strom aus EE-Anlagen angereizt werden soll, wird in § 9 StromStG explizit die Nah- und Direktversorgung von Letztverbrauchern bzw. der Eigenverbrauch honoriert. Näher erläutert wird dieser Sachverhalt in § 12b der Stromsteuer-Durchführungsverordnung (StromStV), wonach eine Förderung nach KWKG bzw. EEG einer Befreiung nicht entgegensteht. Diese Sichtweise wird nochmals durch das neueste BMF-Schreiben zu dieser Thematik vom 29. April 2015 bestätigt:

> „[…] der Betreiber einer EEG-Anlage oder einer KWK-Anlage grundsätzlich keinen Strom im Sinne des Stromsteuergesetzes leistet, soweit der mit diesen Anlagen erzeugte Strom zur Erlangung der EEG-Vergütung bzw. des KWK-Zuschlags nicht physikalisch, sondern lediglich kaufmännisch-bilanziell in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird.“

Unklar bleibt auch, warum der Gesetzgeber lediglich auf die Förderung aus dem EEG abhebt, fossilen Anlagen aber weiterhin gleichzeitig den KWK-Zuschlag sowie eine Stromsteuerbegünstigung ermöglicht. Dies zeigt eine eindeutig willkürliche Benachteiligung der EE-Anlagen. Eine größere Anzahl von Biogasanlagen würde durch die Neugestaltung massiv schlechter gestellt und wirtschaftlichen Planungen würde die Grundlage entzogen.

Der neu eingefügte Absatz 1a sollte deshalb ersatzlos gestrichen werden.

Es sei zudem auf Artikel 8 des Referentenentwurfs verwiesen, nach dem in § 19 EEG eine entsprechende Regelung eingeführt und dort ebenfalls gestrichen werden sollte.

Projekte zur lokalen Nutzung von erneuerbarem Strom z.B. in Einspeisenetzen oder in Kombination mit Speichern und lokalem Stromverbrauch (Wärmenetze, Schwimmbadheizung, etc.) wurden nur durch die Zahlung der EEG-Vergütung zusätzlich zur Stromsteuerbefreiung möglich. In diesen Fällen handelt es sich im weitesten Sinne um Forschungs- und Entwicklungs- bzw. Pilotprojekte zur Förderung der Sektorkopplung, die finanziell ohne Unterstützung nicht darstellbar sind. Die Befreiung von der Stromsteuer ersetzt somit quasi Forschungs- und Entwicklungsgelder.

Auch zur Sicherung der Akzeptanz des Erneuerbare-Energien-Ausbaus in ländlichen Räumen kann die Stromsteuerbefreiung beitragen. Der Betreiber erhält die Möglichkeit, Kunden mit räumlicher Nähe zum Windpark von der Stromsteuer zu befreien und ihnen einen günstigeren Strompreis anzubieten. So profitieren die Menschen vor-Ort direkt. Diese Ausnahme könnte man um eine Doppelförderung auszuschließen auf strukturschwache Räume begrenzen.

Im Zuge der Diskussionen um zunehmende „EinsMan“-Schaltungen bekommt die lokale Nutzung von Überschussstrom besondere Bedeutung. Es gilt: „Nutzen vor Abregeln!“. D.h. das die Energie zunächst in power-to-x Anlagen, wie z.B. power-to-heat oder power-to-gas genutzt oder gespeichert wird. Nur wenn das nicht möglich ist, sollte abgeregelt werden.
Damit die Energie genutzt werden kann, sollten netzdienliche Speicher neben „Endverbraucher“ und „Erzeuger“ als separate dritte Kategorie „Speicher“ definiert werden. Denn wenn ein Speicher zur Netzentlastung beiträgt, sollte dieser auch von den Netzentgelten oder Abgaben wie z.B. der Stromsteuer befreit werden.

Der § 9 Abs. 1 StromStG sollte durch eine weitere Ziffer 6 ergänzt werden: „Strom aus erneuerbaren/volatilen Energieträgern, der in einer Anlage zur Speicherung oder zur Umwandlung in eine andere nutzbare Energieform eingesetzt und dadurch im Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage nachweislich Netzengpässe vermeidet. Dieses gilt auch bei Strom, der aus Speichern entnommen wird. Dieser Strom muss, mit Ausnahme der technisch notwendigen Erhaltungsladung, aus erneuerbaren/volatilen Energien stammen."

Es könnte auch hilfreich sein, wenn der nur zu unverhältnismäßig hohen Kosten in das Netz integrierbare Strom aus Erneuerbaren Energien noch vor dem Netzverknüpfungspunkt einem anderen Sektor zuführen und dort nachhaltig eingesetzt werden kann (Prinzip „Nutzen vor Absenken!").

Zudem regen wir eine rechtliche Prüfung durch das Bundesfinanzministerium an, um Unklarheiten, wie sie z.B. im Zuge der Befreiung von der Umsatzsteuer in Kombination mit der Marktprämienverordnung entstanden sind, zu vermeiden.

Artikel 9: Änderung der Anlagenregisterverordnung

AD § 1 – Anlagenregisterverordnung – Datenschutz

Es ist zu bestimmen, dass die Rechte gemäß Bundesdatenschutzgesetz unberührt bleiben.

Artikel 10: Änderung des Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften

Keine Anmerkungen durch den BEE.

Artikel 11: Inkrafttreten, Außerkrafttreten

Keine Anmerkungen durch den BEE.

Kontakt:

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
Invalidenstraße 91
10115 Berlin

Dr. Hermann Falk
Geschäftsführer
030 275 81 70-10
hermann.falk@bee-ev.de

Carsten Pfeiffer
Leiter Strategie und Politik
030 275 81 70-21
carsten.pfeiffer@bee-ev.de