

Stellungnahme

zur

öffentlichen Anhörung

des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

des Deutschen Bundestages

**zum Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren
Energien im Strombereich**

am 05.05.2008

Essen, 30. April 2008

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat zu einem deutlichen Anstieg der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien geführt und damit einen deutlichen Beitrag zum Klimaschutz geleistet. Gleichzeitig sind jedoch die Kosten der Förderung erheblich gestiegen. Die u. a. von Industrie und Gewerbe zu tragenden Kosten beeinflussen schon heute die Wettbewerbsfähigkeit negativ. Vor dem Hintergrund, dass die Bundesregierung in ihrem integrierten Klima- und Energieprogramm betont, dass das produzierende Gewerbe und die energieintensive Industrie weiterhin wettbewerbsfähig bleiben sollen, müssen daher weitere Belastungen für industrielle Stromverbraucher vermieden werden. VIK nimmt im Folgenden zu ausgewählten Fragen des Fragenkatalogs des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Ausschuss-Drucksache 16 (16)307 (A) vom 04.04.2008) Stellung:

I. Allgemeines / Grundsätzliches

Fragen der Fraktion der CDU/CSU

Zu Frage 1:

Wie der deutliche Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Vergangenheit zeigt, dürfte dieses anspruchsvolle Ausbauziel grundsätzlich erreichbar sein. Mit dem Stromeinspeisungsgesetz von 1990 und dem Nachfolgegesetz EEG von 2000/2004 ist der Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2007 auf über 14 % des Stromverbrauchs gesteigert worden.¹ Damit ist der für 2010 angestrebte Anteil vorzeitig erfüllt worden. Nichtsdestotrotz sollte das in § 1 Abs. 2 für das Jahr 2020 festgesetzte Ziel von 20 % nicht weiter angehoben und ein noch ehrgeizigeres Marktvolumen (30 % für das Jahr 2020) gesetzlich festgelegt werden. Eine solche gesetzliche Festlegung würde zum einen die bereits heute sehr hohe Kostenbelastung der Verbraucher noch weiter erhöhen – ausweislich der Gesetzesbegründung ist bis zum Jahr 2015 eine Verdopplung der Kosten zu erwarten, hinzu kommen noch die nicht direkt dem EEG zugerechneten indirekten Kosten, bspw. für Netzausbau oder den Ausgleich schwankender Windenergieeinspeisungen. Zum anderen würde damit ein sehr großer Anteil der Stromerzeugung vom wettbewerblich organisierten Strommarkt ausgenommen und damit der ohnehin schwache Wettbewerb am Strommarkt weiter außer Kraft gesetzt. Dies steht im Widerspruch zur deutschen und europäischen Strategie, den Wettbewerb auf dem Strommarkt zu stärken. Sollte dennoch an diesem Ausbauziel festgehalten werden, so ist es unbedingt notwendig, die erneuerbaren Energien tatsächlich in den Markt zu integrieren, indem das Fördersystem baldmöglichst umfassend auf eine neue Basis gestellt wird, die die selbständige Vermarktung des Stroms aus erneuerbaren Energien durch die Anlagenbetreiber vorsieht.

¹ BMU, Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2007, Stand März 2008.

Zu Frage 2:

Die Erzeugung und der Verbrauch von Strom innerhalb von Werks-/Objektnetzen stellt im Grundsatz eine eigenversorgungsähnliche Struktur dar. Die heutigen Industrieparks sind oftmals aus ehemals zusammengehörenden Industrieunternehmen entstanden, die im Rahmen von Umstrukturierungen in mehrere Unternehmen aufgeteilt worden sind. An der historischen Eigenversorgung erfolgen daher keine inhaltlichen Änderungen, die Stromerzeugung innerhalb des Objektnetzes wurde vielmehr lediglich an den Anlagenbetreiber delegiert. Vor der EEG-Novelle im Jahre 2004 war dieser Strom von der EEG-Umlage freigestellt und daher der echten Eigenversorgung gleichgestellt.

Die Belastung des in Objektnetzen erzeugten und verbrauchten Stroms mit der EEG-Umlage verschlechtert die Wirtschaftlichkeit bestehender Anlagen dramatisch. Angesichts der Tatsache, dass der weitaus überwiegende Teil der Stromerzeugung in Werks- und Objektnetzen im Wege der Kraft-Wärme-Kopplung oder aber im Wege der energetischen Verwertung prozessbedingter Kuppelgase erfolgt, ist eine solche zusätzliche Belastung kontraproduktiv. Bestehende industrielle KWK-Anlagen würden somit langfristig nicht weiter betrieben werden können, und eine Neuinvestition in KWK-Anlagen wäre gänzlich unwirtschaftlich. Damit würde die EEG-Belastung den Fortbestand der hocheffizienten klimafreundlichen industriellen KWK hochgradig gefährden, Unternehmen bestrafen, die in KWK-Anlagen investiert haben, und den von der Politik aus Klimaschutzgründen geforderten weiteren KWK-Ausbau verhindern. Statt KWK-Anlagen im industriellen Zusammenhang weiter zu betreiben, zu modernisieren oder neu zu errichten, bestünde insbesondere die Gefahr, dass stattdessen zunehmend Kessellösungen zur isolierten Dampfwärmeerzeugung angestrebt werden mit der Folge, dass der benötigte Strom häufig aus dem lastfernen Kondensationskraftwerken mit niedrigeren Wirkungsgraden und Netzverlusten fremdbezogen wird. Damit sehen wir das Erreichen der anspruchsvollen Ziele des Meseberg-Beschlusses, den Anteil aus Kraft-Wärme-Kopplung von 25 % zu verdoppeln, als nicht erreichbar an.

Die Freistellung des in Werks-/Objektnetzen erzeugten Stroms beseitigt zudem bestehende Rechtsunsicherheiten: Die EEG-Belastung der Stromlieferung an verbundene Unternehmen war in der Vergangenheit Gegenstand mehrerer Klageverfahren. Durch eine eindeutige Zuordnung dieser Fälle zur Eigenerzeugung wird Rechtssicherheit geschaffen.

Zur Frage der zusätzlichen Belastung der Verbraucher durch die Freistellung von in Objektnetzen erzeugten und verbrauchten Stroms hat VIK eine Belastungsabschätzung durchgeführt. Diese kommt zu einer zusätzlichen Belastung für den Verbraucher in der Größenordnung zwischen 100 und 180 Mio. Euro pro Jahr (auf Basis der heute bereits gezahlten EEG-Umlage von rd. 11 €/MWh). Damit wäre eine Zusatzbelastung für einen repräsentativen Durchschnittshaushalt (3.500 kWh/a. Verbrauch) von 0,8 bis 1,6 € pro Jahr verbunden. Das entspricht einer prozentualen

Steigerung des Strompreises für diesen Durchschnittshaushalt in der Größenordnung von lediglich 0,1 bis 0,2 %.

Die Bundesregierung hat in ihrer Gegenäußerung zur Stellungnahme des Bundesrates die Freistellung des in Werks-/Objektnetzen erzeugten Stroms von der EEG-Umlage unter Hinweis auf einen möglichen Missbrauch abgelehnt. Diesen Bedenken kann durch eine klare Definition der Freistellungskriterien begegnet werden. VIK hat hierzu in seiner Stellungnahme vom 18.02.2008 einen Formulierungsvorschlag vorgelegt. Damit lässt sich die Erfüllung der Kriterien nachweisbar belegen. Aus diesem Grund ist die Gefahr eines Missbrauchs nicht gegeben. Sofern eine Ausdehnung der Freistellung auf nicht industrielle Anlagen befürchtet werden sollte, könnte dem durch eine Beschränkung auf die Belieferung von Unternehmen des produzierenden Gewerbes begegnet werden.

Die Bundesregierung befürchtet in ihrer Gegenäußerung durch die Freistellung der Strommengen auch die Gefahr von Wettbewerbsverzerrungen zwischen Unternehmen, die Strom von „normalen“ Versorgungsunternehmen der öffentlichen Versorgung beziehen, und solchen, die einen Direktlieferanten mit eigenem Netz haben. Eine solche Wettbewerbsverzerrung tritt bei Industrieunternehmen immer dann nicht auf, wenn die Stromerzeugung beispielsweise in Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt. Die Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung wird hier auf Grund des Wärmebedarfs eingesetzt, weil die Prozesswärme in Form von Dampf benötigt wird. Für die Bereitstellung des Prozessdampfs ist die Kraft-Wärme-Kopplung geradezu prädestiniert. Die Unternehmen mit entsprechendem Wärmebedarf, die ihren Standort außerhalb eines Objektnetzes haben, betreiben in der Regel Kraft-Wärme-Kopplung als Eigenversorgung und sind somit ebenfalls von der EEG-Belastung befreit. Gleiches gilt für industrielle Prozesse, die mit der Verstromung von prozessbedingten Kuppelgasen wie beispielsweise Gichtgas verbunden sind. Auch hier erfordert die energetische Verwendung der Kuppelgase den Betrieb einer Stromerzeugungsanlage. Entsprechend verfügen Unternehmen mit einem Standort außerhalb eines Objektnetzes in der Regel über eine (von der EEG-Umlage befreite) Eigen-erzeugungsanlage. In beiden Fällen ist der Betrieb der Stromerzeugungsanlage getrieben von den Erfordernissen des industriellen Produktionsprozesses.

Zu Frage 3:

In Bezug auf die Ausgestaltung der sog. Härtefallregelung (besondere Ausgleichsregelung) ergibt sich zum einen Änderungsbedarf im Hinblick auf die administrative Abwicklung: So hat die Erfahrung gezeigt, dass neu errichtete Anlagen faktisch zwei Jahre Wartezeit überbrücken müssen, bis eine Teilbefreiung von der EEG-Umlage möglich wird: Eine stromintensive Anlage, welche z. B. aufgrund einer Neuinvestition gegen Ende 2009 die Produktion aufnimmt, müsste für

2010 und 2011 die vollen EEG-Mehrkosten tragen: 2010 kann kein Antrag nach § 16 EEG gestellt werden, weil 2009 die Kriterien nicht erfüllt waren. 2010 waren die Kriterien zwar erfüllt, die formalen Vorgaben (Vorliegen der Daten aus dem letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr) sind allerdings erst zum Beginn des Jahres 2011 erfüllbar. Das heißt der Antrag kann im Jahr 2011 gestellt werden, so dass die Entlastung erst im Jahre 2012 wirksam werden kann. Ein Wettbewerber, dessen Anlage schon länger am Standort Deutschland tätig ist, hat auch in der Zwischenzeit eine entsprechend geringere Kostenbelastung. Diese Ungleichbehandlung behindert Investitionsprojekte und verursacht ggf. sogar eine Verlegung der Investition ins benachbarte Ausland. Eine sinnvolle Möglichkeit, um dieses Problem zu lösen, stellt die Antragstellung auf der Basis von Prognosedaten dar, die z. B. anhand vergleichbarer Anlagen gewonnen werden können. Wenn dann für neue in Betrieb genommene Anlagen Antragstellung, Nachweise und Entscheidung des BAFA auf der Basis von Prognosedaten erfolgt sind, ist es möglich, in der Folgezeit, sobald die endgültigen Daten vorliegen, rückwirkend eine endgültige BAFA-Entscheidung herbeizuführen. Sollte sich die Prognose als unzutreffend erweisen, wäre eine entsprechende Rückabwicklung, d. h. Nachzahlung des Unternehmens, notwendig. Diese Regelung muss dabei nicht nur für neue Unternehmen, sondern auch für neu in Betrieb genommene Anlagen bzw. Abnahmestellen gelten.

Eine zweite administrative Vereinfachung würde dadurch erreicht werden, dass die Entscheidung des BAFA nicht erst sehr spät, d. h. zum Ende des Jahres der Antragstellung oder zum Teil sogar erst zum Beginn des Jahres, für das der Bescheid gilt, ergehen würde, sondern zu einem verbindlichen Zeitpunkt im Vorjahr (bspw. 31. Oktober). Denn mit einer späteren BAFA-Entscheidung geht eine hohe Unsicherheit über die Höhe der anzunehmenden EEG-Quote für die Bilanzkreisverantwortlichen einher, so dass eine frühzeitige Beschaffung der am Markt einzukaufenden Strommengen nicht möglich ist.

Hinsichtlich der inhaltlichen Voraussetzung für die Inanspruchnahme der Härtefallregelung sieht der Gesetzentwurf zz. keine Änderung im Gesetzeswortlaut vor. Wohl aber ist in der Gesetzesbegründung durch die Einführung eines nicht praxisgerechten Regelbeispiels eine wesentliche Einschränkung bei der Interpretation des „selbständigen Unternehmensteils“ vorgenommen worden. Demnach soll der selbständige Unternehmensteil in seiner tatsächlichen Organisation das „Bild eines selbständig agierenden Unternehmens“ darstellen. Dies soll nach Auffassung der Bundesregierung insbesondere auch dann der Fall sein, wenn die betrieblichen Funktionsbereiche wie bspw. Beschaffung, Produktion, Verwaltung und Leitung auch beim selbständigen Teil eines Unternehmens existieren. Mit dieser Änderung der Gesetzesbegründung, die vermutlich im Rahmen der Antragsbescheidung durch das BAFA herangezogen werden wird, droht eine deutliche Einschränkung des Anwendungsbereichs der Härtefallregelung. Insbesondere geht diese Gesetzesbegründung an der Unternehmensrealität vorbei. Denn die geforderten betrieblichen Funktionsbereiche (z.B. Beschaffung und Verwaltung) werden heutzutage oftmals ausgelagert und sind noch nicht einmal für jedes rechtlich selbständige Unternehmen vorhanden. Nach der neuen Gesetzesbegründung würden also rechtlich selbständige Unternehmen und

selbständige Unternehmensteile sehr ungleich behandelt. Dies sollte vermieden werden, indem die Begründung des geltenden EEG (vom 21.07.2004) beibehalten wird.

Daneben ist festzuhalten, dass die bestehende besondere Ausgleichsregelung lediglich etwa 370 Unternehmen – und damit weniger als ein Drittel des industriellen Stromverbrauchs - in Deutschland erfasst. Damit unterliegt ein bedeutender Anteil der stromkostensensiblen Industrie der vollen Belastung durch das EEG. Bereits unterhalb eines Verhältnisses der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung von 15 % sind die betroffenen Unternehmen durch die EEG-Umlage und die damit einhergehenden hohen Stromkosten in ihrer Wettbewerbsfähigkeit beeinträchtigt. Daher ist auch für solche Unternehmen die Antragstellung im Rahmen der Härtefallregelung zu ermöglichen, indem ein „sanfter Einstieg“ gewährt wird, der die harte 15-%-Grenze abmildert. Dies kann in der Form erfolgen, dass bereits bei einem Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung ab 5 % eine Antragstellung erfolgen kann. Das Ausmaß der Entlastung für diese Unternehmen kann dann über die Höhe des sog. Selbstbehaltes gesteuert werden, und zwar in der Art, dass mit steigendem Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung der sog. Selbstbehalt, für den keine Entlastung erfolgt, absinkt und damit die EEG-Teilentlastung ansteigt.

Zu Frage 4:

Die Kosten für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz wurden in jüngster Vergangenheit erheblich von den Einspeisern auf die Netznutzer verlagert. Eine effiziente Förderung von Biogas ist mit den Fördermechanismen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes (KWK) in Einklang zu bringen. Sollte es durch das fehlende „Zusammenspiel“ dieser Mechanismen zu einer „Überförderung“ der Biogaseinspeisung kommen – womit zu rechnen ist -, so würde es zu einem ungebremsten Boom von Neuanlagen kommen, die nicht nach dem Kriterium der Effizienz, sondern nach dem Kriterium „Maximaler Erhalt von Fördermitteln“ errichtet würden. Daher besteht hier die Gefahr, dass die durch die Biogaseinspeisung entstehenden indirekten Kosten auf die Allgemeinheit umgelegt werden. Hier wäre eine verursachergerechte Kostentragung erforderlich.

Fragen der Fraktion der SPD

Zu Frage 1:

Hierzu wird auf die Antwort zu der Frage der CDU/CSU verwiesen (I.1).

Zu Frage 3:

Die bestehende besondere Ausgleichsregelung hat sich in der Vergangenheit im Grundsatz bewährt. Die Begrenzung der Belastung für industrielle Verbraucher ist unerlässlich für stromintensive Unternehmen, die sich im internationalen Wettbewerb mit ihren Produkten und Produktionsstandorten befinden. Eine weitere Steigerung der deutschen Industriestrompreise, die im europäischen Vergleich einen Spitzenplatz einnehmen, wäre nicht hinnehmbar.

Ungeachtet dessen besteht Verbesserungsbedarf; vgl. dazu die Ausführungen die Antwort zu Fragen der Fraktion der CDU/CSU (I.3).

Fragen der Fraktion der FDP

Zu Frage 1:

VIK unterstützt Bestrebungen, die erneuerbaren Energien stärker in den Strommarkt zu integrieren. Damit ist letztlich die direkte Vermarktung des EEG-Stroms durch die Anlagenbetreiber das Ziel. Im Rahmen eines solchen eigenständigen Agierens der Anlagenbetreiber am Markt kann dann die Frage, inwiefern grundlastfähige oder nicht grundlastfähige erneuerbare Energieträger eine stärkere Rolle spielen, im Wettbewerb gelöst werden. Insofern erscheint weniger eine Bevorzugung bestimmter Energieträger sinnvoll als eine möglichst schnelle Integration der Erneuerbaren in den übrigen Strommarkt. Eine zusätzliche Kostenbelastung der industriellen Verbraucher durch eine Ausweitung der Fördertatbestände ist dagegen aus den unter Frage CDU/CSU 1. genannten Gründen nicht tragbar.

Im Konfliktfall erscheint es sachgerechter, solchen Einspeisern Vorrang zu gewähren, die ein marktfähiges Produkt anbieten. Konkret könnte das bedeuten, dass einer EEG-Anlage, die im Wege der Direktvermarktung ihren Strom am Großhandelsmarkt absetzt, Vorrang vor einer anderen Anlage gewährt wird, die im Rahmen des EEG-Mechanismus auf Basis der Abnahmepflicht ihren Strom dem Netzbetreiber anbietet, ohne dass auf eine marktfähige Struktur der Einspeisung geachtet wird.

Zu Frage 6:

Die Instrumente des Emissionshandels und des EEG überschneiden sich in ihren Wirkmechanismen und entfalten somit Wechselwirkungen. Ein abgrenzbarer Zusatznutzen des EEG ist somit nicht erkennbar: Wie bereits das Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim

Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit im Januar 2004 gezeigt hat, führt das EEG neben dem Emissionshandelssystem zu keinen zusätzlichen Reduktionen im Bereich der CO₂-Emissionen.

Zu Frage 7:

Eine möglichst geringe Kostenbelastung der Verbraucher wird letztlich dann erreicht, wenn erneuerbare Energien im Wettbewerbsmarkt marktfähig sind. Die Förderung ist daher einerseits auf das absolut notwendige Mindestmaß zu beschränken und sollte andererseits in einem effizienten System erfolgen, das stark auf die eigene Vermarktung durch die Anlagenbetreiber setzt (Vergütung nach dem Modell „Marktpreis plus Bonus“; vgl. weiter unten Fragen der Fraktion von „Bündnis 90 / Die Grünen“, I.2).

Darüber hinaus müssen bei der Frage der Kostenbetrachtung auch die indirekten, durch das EEG verursachten Kosten betrachtet werden. Darunter fallen zum einen eindeutig EEG-bedingte Netzausbaukosten (bspw. Netzverstärkungen, die sich auf das EEG zurückführen lassen, Netzanschlusskosten von Offshore-Windparks) und zum anderen Systemdienstleistungen (Umwandlung der fluktuierenden Windenergieeinspeisung in konstante Bandlieferungen). Diese beiden Kostenblöcke machen zurzeit nach VIK-Schätzung etwa ein Drittel der direkten EEG-Zusatzkosten aus. Diese Kosten sollten dem Verbraucher transparent gemacht werden, um in der politischen Diskussion über das EEG eine transparente Diskussionsbasis zu schaffen.

Zu Frage 8:

Es ist entscheidend, dass das EEG nicht separat von anderen Gesetzesvorhaben betrachtet wird. Insbesondere ist hier das KWKG zu nennen. In Bezug auf die politischen Ziele zum Ausbau der KWK, die ohne Einbezug industrieller KWK als nicht erreichbar angesehen werden, ist eine Belastung des industriellen Eigenstroms, der wesentlich im Wege der Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird, zu vermeiden. Hier wird auf die obige Ausführung (Fragen der Fraktion der CDU/CSU, I.2) verwiesen. Daneben ist es für bestehende KWK-Anlagen in der Industrie, aber auch für geplante Projekte, wesentlich, wie bei möglichen Netzengpässen verfahren wird. Ein unbedingter Vorrang des EEG-Stroms hätte zur Folge, dass industrielle Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen u. U. zurückgefahren werden müssen, wenn das Netz bereits durch EEG-Strom ausgelastet ist. Dies hätte erhebliche Folgen auf den mit der industriellen KWK-Anlage verbundenen Produktionsprozess, der auf die Wärme- und Prozessdampfversorgung aus der KWK-Anlage angewiesen ist. Allein die Aussicht, dass die KWK-Anlage zu bestimmten Zeiten zurückgefahren werden muss, verschlechtert die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von

Investitionsprojekten möglicherweise derart, dass eine an sich sinnvolle Investition in eine KWK-Anlage nicht durchgeführt wird. Vor diesem Hintergrund sollte zumindest für hocheffiziente industrielle KWK, die mit einem Produktionsprozess verbunden ist, der durch ein Zurückfahren der KWK beeinträchtigt würde, ein Vorrang dieses KWK-Stroms vor dem EEG-Strom im Fall von Netzengpässen gelten.

Fragen der Fraktion „Die Linke“

Zu Frage 6:

Angesichts der Tatsache, dass die energieintensive Industrie im globalen Wettbewerb steht und diese Wettbewerbsfähigkeit nicht durch staatliche Belastungen weiter gefährdet werden soll – was die Bundesrepublik in ihrem Integriertem Klima- und Energieprogramm zu Recht betont -, hat der Gesetzgeber erstmals im Jahr 2003 die besondere Ausgleichsregelung im EEG geschaffen. Diese ist zum Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit der stromkostensensiblen Industrie unabdingbar, denn die Stromkosten sind für die energieintensive Industrie bedeutende Produktionsfaktoren. Die im internationalen Wettbewerb stehenden Unternehmen haben daher keine oder nur sehr stark eingeschränkte Möglichkeiten, höhere Kosten über höhere Produktpreise weiterzugeben. Schon jetzt erfahren die im internationalen Wettbewerb stehenden Unternehmen Wettbewerbsnachteile durch hohe Strompreise. Diese Wettbewerbsnachteile sind mit erheblichen negativen Konsequenzen für die Wertschöpfung und damit auch für die Arbeitsplätze in Deutschland verbunden.

Es erscheint daher sinnvoll, die Eingangskriterien für diese sog. Härtefallregelung so auszugestalten, dass bereits unterhalb der heutigen Eintrittsschwellen (Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung von 15 %) ein stufenweiser Einstieg in die Härtefallregelung ermöglicht wird, um auch energieintensiven Unternehmen unterhalb dieses Schwellenwertes eine entsprechende Teilentlastung zu gewähren.

Fragen der Fraktion von „Bündnis 90 / Die Grünen“

Zu Frage 2:

Hierzu ist es notwendig, die Beihilfeeffizienz zu erhöhen, d.h. eine Verbesserung des Verhältnisses von aus erneuerbaren Energien erzeugter Strommenge zu den eingesetzten Fördermitteln (heute: über 3 Mrd. € pro Jahr) zu erzielen. Dies kann am besten dadurch gewährleistet werden, dass das bisherige Fördersystem einer Abnahmepflicht mit Festvergütung hin zu einer stärkeren Marktbasierung der Förderungspolitik weiterentwickelt wird. Dabei müssen die Anlagenbetreiber

an die Wettbewerbsfähigkeit herangeführt und in den wettbewerblichen Strommarkt integriert werden. Eine konkrete Ausgestaltung eines solchen Fördermechanismus stellt das Bonusmodell dar. Hierbei wird die bisherige Festvergütung abgelöst durch eine Kombination zweier Komponenten: Zum einen verkauft der Anlagenbetreiber den von ihm erzeugten Strom direkt am Markt und erzielt damit den Marktpreis. Zusätzlich erhält er als Förderkomponente einen Bonus, über dessen konkrete Ausgestaltung die gewünschte politische Steuerungswirkung erzielt werden kann. Dieser Bonus sollte beispielsweise technologiespezifisch differenziert werden und könnte damit der Entwicklung der Kostendynamik im Bereich der jeweils eingesetzten Technologie gerecht werden. Gleichzeitig sollte der Grad der Zielerreichung hinsichtlich des Ausbauziels eine bedeutende Komponente bei der Bonusfestlegung darstellen. Dabei ist der Bonus derart degressiv auszugestalten, dass mit Erreichen des politisch gesetzten Ausbauzieles der Bonus auf Null abgeschmolzen ist. Gleichzeitig könnte über die Ausgestaltung des Bonus ein bestimmtes Einspeiseverhalten (beispielsweise bevorzugt zu Spitzenlastzeiten) incentiviert werden.

Die direkte Vermarktung des Stroms durch den Anlagenbetreiber hätte außerdem zur Folge, dass der Bonus, das heißt die Fördergelder, nur noch rein finanziell abgewickelt werden würden – d.h. die bisherige physikalische Wälzung (die zu verschiedenen Problemen in dem sehr komplexen Wälzungsmechanismus geführt hat) könnte deutlich vereinfacht werden, etwa analog zum Modell im Rahmen des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes. Damit könnten auch die administrativen Kosten deutlich verringert werden.

Zu Frage 3:

Vgl. obige Antwort zu Frage 2 der Fraktion von „Bündnis 90/Die Grünen“

III. Markt- und Netzintegration

Fragen der Fraktion der CDU/CSU

Zu Frage 1:

VIK hält den Ansatz des Gesetzgebers, Strom aus EEG-Anlagen marktfähiger zu machen, für den richtigen Weg. Durch geeignete Marktregeln verringert sich der Anteil des EEG-Stroms innerhalb der gesetzlichen Vergütung, was zu einer finanziellen Entlastung aller Endkunden führen sollte. Gleichzeitig muss allerdings darauf geachtet werden, dass durch eine Direktvermarktung von EEG-Strom an anderer Stelle nicht höhere Kosten entstehen. Hierbei ist insbesondere darauf zu

achten, dass ein Rosinenpicken zu Lasten der Stromverbraucher verhindert werden kann. Eine sehr kurzfristige Entscheidung mit einer sehr kurzen Bindungsfrist für eine Direktvermarktung bedeutet, dass die EEG-Vergütung eine risikolose Rückfallposition für die Anlagenbetreiber darstellt. Damit würden die Chancen der Direktvermarktung zugunsten der Anlagenbetreiber internalisiert, während die Risiken (Marktpreis unterhalb der EEG-Vergütung) sozialisiert würden, indem die Anlagenbetreiber zu diesen Zeiten die sichere EEG-Vergütung erhalten. Vor diesem Hintergrund ist eine längere Bindungsfrist (ein Jahr, mindestens ein halbes Jahr) als sinnvoll zu erachten. Dies gilt auch vor dem Hintergrund, dass eventuelle Direktvermarktungsgeschäfte eine zusätzliche Störgröße darstellen würden, die das bisherige Ausgleichssystem um eine weitere Komplexität erhöhen würden. So würde etwa eine monatliche Direktvermarktung dazu führen, dass die jeweils an die Bilanzkreisverantwortlichen zu liefernden Monatsbänder im Jahresablauf (und mit sehr kurzfristiger Vorlaufzeit) schwanken würden. Wenn Stromlieferanten mit stark unterschiedlichen monatlichen EEG-Bändern rechnen müssen, wird dies die Strombeschaffung und die Weitergabe der Kosten an den Endkunden zusätzlich erschweren und finanzielle Risiken verursachen.

Dieses Problem kann allerdings dadurch umgangen werden, dass die Direktvermarktung nicht optional in die Wahl des Anlagenbetreibers gestellt wird, sondern als grundsätzlicher Mechanismus im EEG festgeschrieben wird. Ein je nach Technologie möglicherweise unterschiedlich hoher Förderbedarf kann dann über die Zahlung eines zusätzlichen Bonus realisiert werden. Vgl. dazu ausführliche Antwort zu den Fragen der Fraktion von „Bündnis 90/Die Grünen“ (I.2).

Zu Frage 3:

VIK unterstützt die Umstellung des EEG-Fördermechanismus auf ein finanzielles Bonussystem, bei dem der Anlagenbetreiber den Strom selbst vermarktet und dabei den Marktpreis vereinnahmt und zusätzlich einen Bonus (notwendiger Förderbedarf) erhält. Dieses System ermöglicht eine punktgenaue Festlegung der Förderung für die einzelnen Technologien, analog zum heutigen EEG, setzt aber gleichzeitig Anreize für die Anlagenbetreiber, ein eigenständiges Agieren am Markt umzusetzen. Zudem würde der Ausgleichs- und Wälzungsmechanismus auf eine rein finanzielle Basis umgestellt und damit deutlich vereinfacht. Vgl. dazu ausführliche Antwort zu den Fragen der Fraktion von „Bündnis 90/Die Grünen“ (I.2).

Zu Frage 4:

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass bei einer flächendeckenden Umstellung des Systems auf eine Direktvermarktung der Bedarf an einer „Veredelung“ des EEG-Stroms durch die

Übertragungsnetzbetreiber entfällt, da die Profilbildung Aufgabe der Direktvermarkter wäre. Damit wäre auch eine Entlastung des entsprechenden, heute äußerst intransparenten, „Marktes“ der Windveredelung verbunden. In einer Übergangsphase muss der Windenergieausgleich nach transparenten, von der Bundesnetzagentur überwachten, Kriterien erfolgen, indem verbindliche Regeln für die Beschaffung der notwendigen Windausgleichsenergie durch die Übertragungsnetzbetreiber an der Börse festgelegt werden.

Hinsichtlich der Teilnahme Erneuerbarer am Regelenergiemarkt ist dies nach VIK-Einschätzung zum heutigen Stand nur für wenige Erneuerbare-Energien-Technologien machbar, die sehr gut steuerbar sind (Biomasse, ggf. Wasserkraft). Die konkreten Regelungen zur Teilnahme am Regelenergiemarkt sind im Rahmen der Stromnetzzugangsverordnung bzw. in deren Umsetzung durch Festlegung der Bundesnetzagentur zu treffen, wobei die entsprechenden Teilnahmegrenzen möglichst weit abgesenkt werden sollten. Im EEG ist die entsprechende Vorkehrung zu schaffen, dass Anlagenbetreiber ihren Strom außerhalb des EEG vermarkten können. Bei Einführung eines Bonusmodells, wie von VIK vorgeschlagen, wäre dies gewährleistet.

Fragen der Fraktion der SPD

Zu Frage 1:

Nach herrschender Meinung ist ein Netzausbau in Deutschland, im Wesentlichen getrieben durch den Zubau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, dringend erforderlich, um innerdeutsche Engpässe und damit mittelfristig ein entsprechendes Engpassmanagement zu verhindern. Solche Engpässe könnten letztlich zur Aufteilung des deutschen Marktes in mehrere Teilmärkte mit unterschiedlichen Preisen führen und damit die immer noch geringe Liquidität an der Strombörse zusätzlich zersplittern.

Zur Ermöglichung eines zügigen, bedarfsgerechten Netzausbaus sind insbesondere administrativ-politische Hemmnisse zu beseitigen. Eine echte und umfassende Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren ist dringend notwendig. Bei der konkreten Umsetzung von Netzausbauprojekten ist darauf zu achten, dass der Netzausbau kosteneffizient erfolgt, um die Belastung für die Netznutzer, die diese Kosten letztlich tragen müssen, nicht unnötig zu erhöhen. Zugleich ist eine transparente Ausweisung der Netzausbaukosten erforderlich, um zum einen die Effizienz der konkreten Netzausbauprojekte beurteilen zu können und zum anderen die indirekt durch das EEG induzierten Kosten erfassen zu können.

Darüber hinaus sollten Mechanismen untersucht werden, die Anreize für eine effiziente - auch verbrauchsnahe - Standortwahl der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien setzen, so dass Netzausbau nicht oder nur in geringerem Maße notwendig wird.

Zu Frage 2:

VIK plädiert für die Umstellung des EEG-Fördermechanismus auf ein Bonusmodell (Marktpreis plus Bonus). Dieses würde eine Eigenvermarktung zur Grundlage haben und damit die erneuerbaren Energien in den Markt integrieren. Diese Eigenvermarktung kann durch den Anlagenbetreiber selbst, aber auch durch spezialisierte Dienstleister und Kooperationen zwischen verschiedenen Anlagenbetreibern erfolgen. Vgl. zum Modell Marktpreis plus Bonus auch die Ausführungen oben (Fragen der Fraktion von „Bündnis 90/Die Grünen“, I.2).

Zu Frage 4:

VIK spricht sich gegen einen zu geringen Zeitraum der Festlegung der Direktvermarktung aus. Vgl. dazu Antwort zu den Fragen der Fraktion CDU/CSU (III.1). Eine mindestens halbjährliche Festlegung mit einer Vorlaufzeit von mindestens drei Monaten erscheint als absolutes Minimum.

Zu Frage 5:

Hier wird auf die Antwort zu den Fragen der Fraktion CDU/CSU (III.1) verwiesen: Die Umstellung auf eine komplette Eigenvermarktung (durch Anlagenbetreiber oder spezielle Dienstleister) in Verbindung mit der Förderung durch eine finanzielle Bonuszahlung würde die Anlagenbetreiber stärker in den Markt integrieren. Vorgaben zur Profilbildung und zum Wälzungsmechanismus werden dann obsolet, da mit diesem Modell eine physikalische Wälzung nicht mehr verbunden ist, sondern eine rein finanzielle Abwicklung analog KWK-Gesetz. In der Übergangszeit sind konkrete Vorgaben für die Profilbildung und insbes. die „Windveredelung“ durch die Übertragungsnetzbetreiber erforderlich.

Zu Frage 6:

Die Einführung einer Direktvermarktungsmöglichkeit kann u.U. zu höheren Kosten für die Verbraucher führen. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die Direktvermarktung als optionale Möglichkeit in der Wahl des Anlagenbetreibers liegt und diese sehr kurzfristig erfolgen kann. Dann besteht die Möglichkeit, auf veränderte Marktbedingungen so zu reagieren, dass nur dann, wenn der Marktpreis sicher oberhalb der EEG-Vergütung liegt, eine Direktvermarktung erfolgt, während bei einem erwarteten Marktpreis unterhalb der EEG-Vergütung ein Verbleiben im EEG-Fördermechanismus gewählt würde, was einer risikolosen Vergütung gleichkommt. Damit würden die Marktchancen unternehmensscharf dem Anlagenbetreiber zugute kommen, während die

Marktrisiken (Verlustmöglichkeit) über die Garantieförderung des EEG abgefangen und damit der Allgemeinheit auferlegt würden. Um dies zu verhindern, müsste eine längere Frist für die Direktvermarktung im Gesetz verankert werden.

Daneben können durch eine falsche Bestimmung der Höhe des Bonus zusätzliche Kosten entstehen. Daher ist hier besonders darauf zu achten, dass durch eine ungeeignete Bonusfestlegung keine Überförderungen entstehen.

Fragen der Fraktion der FDP

Zu Frage 2:

Zur Frage der Eigenvermarktung wird auf die Antwort zu Fragen der Fraktion CDU/CSU (III.1) verwiesen.

Zu Frage 3:

Bei der Festlegung des Bonus im Rahmen der Eigenvermarktung muss darauf geachtet werden, dass die Summe aus erwartetem Marktpreis plus Bonus nicht höher liegt als der heute gezahlte EEG-Festvergütungsbetrag, da ansonsten zusätzliche Kosten für die Verbraucher entstehen.

Zu Frage 4:

Vgl. hierzu die Antwort auf die Frage der Fraktion CDU/CSU weiter oben (III.1).

Fragen der Fraktion „Die Linke“

Zu Frage 1:

Im Rahmen einer Eigenvermarktungsregelung mit sehr kurzen Fristen besteht, wie oben geschildert (vgl. Fragen der Fraktion CDU/CSU, III.1), deutlich die Gefahr des Rosinenpickens und damit deutlich erhöhter Kosten. Dem kann durch eine längere Festlegungsfrist für Direktvermarktung begegnet werden.

Bezüglich der Frage nach der gleichwertigen Förderung und Marktheranführung aller erneuerbaren Technologien muss zunächst hinterfragt werden, inwiefern es bei den geografischen und

klimatischen Gegebenheiten in Deutschland sinnvoll ist, alle erneuerbaren Technologien gleichwertig zu fördern. So ist eine verstärkte Förderung von Strom aus Solarenergie in Deutschland vermutlich deutlich ineffizienter im Vergleich zum Ausbau von Solarenergie in südlicheren Ländern. Unabhängig davon kann eine geeignete Ausgestaltung des Fördermechanismus bzw. der Direktvermarktung in Form eines Marktpreis-plus-Bonus-Modells tatsächlich alle politisch gewünschten Technologien berücksichtigen. Dazu muss der Bonus als Teil der Förderzahlung entsprechend der Technologie differenziert ausgestaltet und angepasst werden.

Fragen der Fraktion von „Bündnis 90/Die Grünen“

Zu Frage 1:

Ein einheitlicher Raum für Regelenergie, d.h. eine einheitliche Regelzone in Deutschland, könnte zu einer deutlichen Kosteneinsparung führen. Zum einen müssten geringere Mengen an Regelleistung für den Notfall bereitgehalten werden, d.h. eine geringere Kraftwerkskapazität würde dem wettbewerblichen Strommarkt entzogen. Zum anderen könnte das Phänomen des sog. Gegeneinanderregelns (eine Regelzone befindet sich im Überschuss, eine andere Regelzone im Defizit) dadurch vermieden werden. Ein jüngeres Gutachten von LBD kommt zu dem Ergebnis, dass allein im Jahr 2007 das entsprechende Einsparpotenzial allein in diesem Bereich rd. eine halbe Mrd. € betragen hätte.

IV. Netzkapazität/Netzausbau

Fragen der Fraktion der CDU/CSU

Zu Frage 2:

Wesentliche Voraussetzung für eine Umlage der Netzausbaukosten ist zunächst einmal die Transparenz über diese indirekten Mehrkosten des EEG. Sofern solche Kosten direkt dem EEG zugeordnet werden können, wäre – analog des bundesweiten Belastungsausgleiches der direkten EEG-Kosten – eine bundesweite Umlage auf die indirekten Kosten konsequent. Sinnvollerweise könnte dies geschehen, indem die indirekten Kosten wie die Netzausbaukosten, aber auch die Kosten für den Ausgleich der Windenergie, dem Topf, der EEG- Förderzahlungen zugeordnet und dies entsprechend über die EEG-Umlage abgerechnet würden.

Fragen der Fraktion „Die Linke“

Zu Frage 4:

Der Gesetzentwurf sieht eine gleichrangige Behandlung von Strom aus EEG- und KWK-Anlagen im Falle von Netzengpässen vor. Damit wird die bisherige Benachteiligung von KWK-Anlagen abgemildert, was sehr zu begrüßen ist. Allerdings lässt der Gesetzentwurf offen, wie zu verfahren ist, wenn Netzengpässe bestehen, die es erforderlich machen, zwischen der Einspeisung von EEG- und KWK-Strom in das Netz zu wählen. Eine gleichrangige Behandlung von KWK- und EEG-Strom hätte bei Anwendung des Einspeisemanagements eine Einschränkung oder Unterbrechung der Wärme- und Prozessdampfversorgung aus KWK-Anlagen mit negativen Auswirkungen auf die Produktionsprozesse zur Folge. Daher sollte in diesem Fall industrieller KWK-Strom bei Rückkopplungseffekten auf die Produktionsabläufe bevorzugt werden. Die Verankerung einer solchen Regelung im Gesetz würde potenziellen industriellen KWK-Anlagenbetreibern eine Investitionssicherheit gewähren, ohne die bestimmte KWK-Zubauprojekte gar nicht erst in Angriff genommen würden. Denn ein drohendes zeitweises Herunterfahren industrieller KWK-Anlagen stößt an bestimmte technische Grenzen, die den gesamten KWK-Prozess gefährden, da damit insbesondere die notwendige Wärmeversorgung für die betroffenen industriellen Prozesse gefährdet würde. Eine Bevorzugung von KWK-Strom kann an entsprechende Kriterien (hocheffiziente, industrielle KWK, die wärmegeführt wird, und deren Herunterfahren den Produktionsprozess beeinträchtigen würde) geknüpft werden.

Gleiches gilt für industrielle Prozesse, die mit der Verstromung von prozessbedingten Kuppelgasen wie bspw. Gichtgas verbunden sind. Könnte der in diesem Rahmen erzeugte Überschussstrom nicht in das öffentliche Netz eingespeist werden, müssten die Kuppelgase ungenutzt verbrannt oder die dahinterstehende industrielle Produktion gedrosselt werden.

Zu Frage 6:

Bereits das Energiewirtschaftsgesetz verpflichtet die Netzbetreiber zum bedarfsgerechten Netzausbau. Ob es volkswirtschaftlich sinnvoll ist, „jederzeit“ eine ungehinderte Einspeisung des EEG-Stromanteils zu gewährleisten, kann allerdings in Zweifel gezogen werden: Ein Netzausbau, der um jeden Preis jeden auch nur denkbaren Engpass im Netz vermeidet, wäre vermutlich zu teuer, so dass unter Effizienzgesichtspunkten temporäre Engpässe unvermeidlich sind.

Wesentliche Maßnahmen, um den Netzausbau, auch zur Verbesserung der Einspeisesituation erneuerbarer Energien, voranzutreiben, wären deutliche Vorgaben zur Beschleunigung im Bereich der Planungs- und Genehmigungsverfahren, die heutzutage oftmals bis zu zehn Jahre dauern. Demgegenüber ist die reine Bauzeit von neuen Netzbetriebsmitteln fast zu vernachlässigen.

V. Umlagemechanismus

Fragen der Fraktion der CDU/CSU

Zu Frage 1:

Eine Umstellung des EEG-Wälzungsmechanismus auf eine reine finanzielle Wälzung würde zum einen eine deutliche Vereinfachung im administrativen Sinn herbeiführen. Dies zeigt auch die Erfahrung mit dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz. Zum anderen wird die Effizienz des Systems erhöht, denn die heute von den Bilanzkreisverantwortlichen / Lieferanten abzunehmenden EEG-Bänder sind erst sehr kurzfristig bekannt. Notwendige Nachlieferungen erfolgen aufgrund des physikalischen Wälzungsmechanismus erst zwei Jahre im Nachhinein. Damit wird die Strombeschaffung für die betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen unnötig erschwert. Dies kann durch die Umstellung auf eine rein finanzielle Wälzung optimiert werden.

Um dies zu gewährleisten, ist es notwendig, Regeln festzulegen, wie mit dem großen Anteil des eingespeisten EEG-Stroms zu verfahren ist. Die einfachste Lösung wäre eine Direktvermarktung durch die Anlagenbetreiber. Damit würde Strom an den Großhandelsmarkt gebracht, so dass eine bundesweite physikalische Wälzung nicht mehr notwendig wäre. Lediglich der finanzielle Bestandteil des Bonus müsste bundesweit gewährleistet werden, was analog zum KWK geschehen könnte. Vgl. dazu auch die Antwort zu den Fragen der Fraktion von „Bündnis 90/Die Grünen“ (I.2).

Fragen der Fraktion der SPD

Zu Frage 6:

Im Rahmen eines Bonusmodells wäre die Direktvermarktung durch die Anlagenbetreiber erwünscht. Für den Fall, dass insbesondere kleine Anlagenbetreiber sich dazu nicht in der Lage sehen, ist zu erwarten, dass Händler und Dienstleister auftreten, die dies übernehmen, indem sie etwa diese Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien in ihre eigenen Bilanzkreise mit aufnehmen.

Fragen der Fraktion „Die Linke“

Zu Frage 1:

Vgl. hierzu die Antwort zu Fragen der Fraktion SPD (V.6).