

Stellungnahme

des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft zum
Fragenkatalog der Fraktionen CDU/CSU, SPD, FDP, DIE LINKE. und BÜNDNIS 90/DIE
GRÜNEN

Öffentliche Anhörung am 5. Mai 2008 zum Gesetzentwurf der Bundesregierung

„Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im
Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften“

(Bundestagsdrucksachen 16/8148, 16/8393)

STN 16 005.08
Stand 30. April 2008

I. Allgemeines/Grundsätzliches

Fragen der Fraktion der CDU/CSU

1. **Halten Sie den vorliegenden Gesetzentwurf für geeignet, das Ausbauziel der Bundesregierung zu erreichen, bis 2020 25-30% des Stroms aus erneuerbaren Energien zu gewinnen?**

Antwort:

Nein, er kann jedoch mit entsprechenden Modifikationen einen Teilbeitrag leisten. Ohne eine zeitliche Synchronisation zwischen erneuerbaren Energien und Netzausbau werden die Ziele jedoch nicht zu realisieren sein.

2. **Welche Auswirkungen erwarten Sie durch die Belastung des in Werks-/Objektnetzen erzeugten und verbrauchten Stroms mit der EEG-Umlage, insbesondere hinsichtlich des Beschlusses von Meseberg, den Anteil von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung auf 25% zu verdoppeln und in welchem Umfang würden Verbraucher durch die Freistellung von der EEG-Umlage zusätzlich belastet werden?**

Antwort:

Eine Belastung von sog. Contracting-Fällen mit dem EEG-Belastungsausgleich muss vermieden werden, da die Eigenerzeugung nicht am EEG-Belastungsausgleich teilnimmt. Sog. "Contracting-Dienstleister" übernehmen zeitlich befristet bestehende Eigenerzeugungsanlagen oder erstellen moderne Neuanlagen. Dabei muss der Contracting-Dienstleister zur Erwirtschaftung der Finanzierungskosten und des Gewinns regelmäßig die Energieeffizienz – oft unter Umstellung auf regenerative Primärenergieträger – erhöhen. Bereits nach § 11 Abs. 2 und 4 EEG 2000 war umstritten, ob die Versorgung im Rahmen derartiger Contracting-Modelle im Unterschied zur Eigenversorgung in das EEG-Ausgleichssystem einzubeziehen ist. Diese Unsicherheit wurde durch § 14 Abs. 2 und 3 EEG 2004 verstärkt. Die Belastung von Strom aus Eigenerzeugungsanlagen, die von Contracting-Dienstleistern errichtet oder betrieben werden, wäre für Contracting-Kunden gegenüber der echten Eigenversorgung wirtschaftlich nachteilig. Durch die rechtliche Unsicherheit werden deshalb Investitionen in effiziente Neuanlagen oder die Modernisierung von Altanlagen – oft unter Einsatz regenerativer Energieträger oder unter Verwendung der KWK – verhindert. Zur Beseitigung dieses Investitionshindernisses sowie zur Förderung des Klimaschutzes und wettbewerblicher Erzeugungsmarktstrukturen bedarf es deshalb einer Gleichstellung der Contracting-Versorgung mit der Eigenversorgung. Dies entspricht auch einer Forderung des Bundesrates (BT-Drs. 16/8148, S. 199).

3. **Wie sollte die Ausgleichsregelung für Unternehmen des produzierenden Gewerbes (Härtefallregelung) ausgestaltet werden und wie kann gesichert werden, dass auch neu gegründete Unternehmen diese unverzüglich in Anspruch nehmen können?**

Antwort:

§ 43 Abs. 2 des Regierungsentwurfs sollte dahin gehend geändert werden, dass das Unternehmen befugt ist, dem Antrag Daten vergleichbarer Unternehmen mit dem gleichen Tätigkeitsgebiet zugrunde zu legen, soweit die nach § 41 oder § 42 erforderlichen Unternehmensdaten zum Zeitpunkt der Antragstellung noch nicht vorliegen können.

4. **Wie bewerten Sie die Ausgestaltung der Möglichkeiten und die praktische Umsetzung zur Einspeisung von Bioerdgas in die Gasversorgungsnetze und welche Verbesserungsmöglichkeiten sehen Sie ggf.? Wie stufen Sie in diesem Zusammenhang Vorschläge nach einer Aufhebung des Ausschließlichkeitsprinzips gem. § 16 für in das Netz eingespeistes Biogas ein?**

Antwort:

§ 27 Abs. 2 des Regierungsentwurfs sollte eine effiziente Einspeisung von Biogas in das öffentliche Gasnetz ermöglichen und dafür erheblich präzisiert werden. Ansonsten würde die Regelung wie bisher § 8 Abs. 1 Satz 2 des geltenden EEG keine hinreichend klaren Regelungen darüber aufstellen, wie Einspeisungen und Ausspeisungen von Bioerdgas zur Deckung gebracht werden. Dies betrifft sowohl die Frage des Bilanzierungszeitraums, als auch die Frage marktgebietübergreifender Gastransporte. Daher ist eine gesetzliche Klarstellung dahingehend erforderlich, dass grundsätzlich ein Bilanzierungszeitraum von zwölf Monaten zulässig ist. Diese Länge ist erforderlich, damit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen wärmebedarfsgetrieben gefahren werden können. Außerdem muss eine bundesweite, marktgebietübergreifende Bilanzierung der Ein- und Ausspeisung möglich sein. Dies gewährleistet, dass KWK-Anlagen unabhängig von der Zugehörigkeit zu einzelnen Marktgebieten bundesweit und an speziellen Bedarfsschwerpunkten durch anderswo erfolgte Biogaseinspeisungen versorgt werden. Der Anfangszeitpunkt der zwölfmonatigen Bilanzierungsperiode kann mit einem Kalenderjahr oder dem Gaswirtschaftsjahr beginnen. Aufgrund von Bedarfsschwankungen und möglichen Biogasproduktionsausfällen kann allerdings nicht absolut sicher gestellt werden, dass in dem Bilanzierungszeitraum die Bilanz zwischen Ein- und Ausspeisung ausgewogen ist, weshalb eine Ausgleichsmöglichkeit innerhalb von drei Bilanzierungszeiträumen geschaffen werden muss.

5. **Wie bewerten Sie den Vorschlag gemäß §19 des EEG-Gesetzesentwurfs, mehrere Anlagen zum Zweck der Vergütungsbestimmung zu einer Anlage zusammenzufassen, wenn sie innerhalb eines Jahres in Betrieb gegangen sind und sich in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden? Halten Sie Bestandsschutz für sinnvoll und halten Sie die Angaben zur räumlichen Nähe für konkret genug ausgestaltet?**

Antwort:

Die Präzisierung der Vergütungsregelung in § 19 Abs. 1 des Regierungsentwurfs ist zwar grundsätzlich zur klaren Zuordnung der Vergütungsbestimmungen zu begrüßen. Allerdings ist zu bedenken, dass der Betrieb von zwei benachbarten technisch unabhängigen Anlagen in Einzelfällen von Vorteil sein kann. Mithilfe zweier selbstständiger Anlagen kann der Gesetzeszweck (§ 1 Abs. 1 EEG) besser als mit einem Großaggregat verwirklicht werden, weil auch bei Stillstand einer Anlage die zweite Anlage selbstständig arbeitsfähig bleibt (Beitrag zum Förderziel). Außerdem kann mit zwei technisch selbstständigen Anlagen eine redundante Wärmeversorgung energiewirtschaftlich effizienter erfolgen. Der Gesetzgeber sollte daher erwägen, ob die Trennung in höchstens 2 Anlagen nicht aus diesen Gründen beizubehalten ist. Zudem ist für Bestandsanlagen zu vermeiden, dass eine nachträgliche Zusammenlegung zu einer Verschlechterung der Vergütung führt.

Soll § 19 Abs. 1 des Regierungsentwurfs dagegen beibehalten werden, muss die „räumliche Nähe“ durch einen konkret angegebenen Umkreis konkretisiert werden. Darüber hinaus muss bei Solarstromanlagen, die auf dem selben Grundstück, aber auf unterschiedlichen Gebäuden, errichtet worden sind, abgegrenzt werden. § 19 Abs. 1 Satz 1 des Regierungsentwurfs würde bislang diese Anlagen zu einer gemeinsamen Anlage zusammenfassen, da die entsprechende Einschränkung in der Gesetzesbegründung wegen Missverständlichkeit des Gesetzeswortlauts nicht berücksichtigt werden kann.

Außerdem sollte der Gesetzgeber erwägen, die neu eingeführten bzw. geänderten Begriffsdefinitionen, v.a. die „gemeinsame Anlage“ nach § 19 Abs. 1 des Regierungsentwurfs, nur auf Anlagen Anwendung finden zu lassen, die nach Inkrafttreten des neuen EEG in Betrieb gehen. Eine Anwendung auf Bestandsanlagen führt dazu, dass die Finanzierung vieler Anlagen für die Zukunft wegen Neuordnung der Anlage zu niedrigeren Vergütungssätzen gescheitert wäre. Auch hierzu hat der Bundesrat eine entsprechende Forderung vorgetragen (BT-Drs. 16/8148, S. 213f.).

6. **Wie ist der Vorschlag zu bewerten, das Gesetz so zu fassen, dass sowohl für Biogasanlagen, die das Gas vor Ort verstromen als auch für Biogasanlagen, die Biogas ins Gasnetz einspeisen, die Vergütungssätze und Boni gemäß § 27 des Gesetzesentwurfes sich auf die Größe der Verstromungsanlagen beziehen und nicht auf die Größe der Fermenter?**

Antwort:

Die Bezugnahme der Vergütungssätze auf die Generatoren der Anlage ist sachgerecht. Ein Fermenter, der Biogas zur Aufbereitung und Einspeisung in das Gasnetz zur Verfügung stellen soll, kann mehrere Biogas-Generatoren über dieses Netz beliefern, die an unterschiedlichen Standorten bzw. in unterschiedlichen Netzgebieten gelegen sind oder sogar von verschiedenen Personen betrieben werden; eine Bezugnahme auf den Fermenter würde dann zu Unbilligkeiten für die Betreiber der Generatoren führen.

7. **Bei welcher Anlagengröße arbeiten Biomasse-Fermenter am effektivsten bzw. wann sind sie optimal ausgelastet?**

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

8. **Welche Vor- und Nachteile hätte der Vorschlag, den KWK Bonus gemäß Anlage 3 bei der Wärmenutzung für die Trocknung von Gärresten in Gärrestaufbereitungsanlagen in voller Höhe zu gewähren, wie beurteilen Sie diesen Vorschlag und wie könnte eine solche Regelung konkret aussehen?**

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

9. **Wie bewerten Sie grundsätzlich die Positivliste gemäß Anlage 2 III bzw. Anlage 2 V und wie sollten diese Ihrer Auffassung nach ggf. gestaltet werden?**

Antwort:

Anlage 2 Nr. III 6 muss auf alle weiteren Pflanzenöle hin geöffnet werden. Verschiedene Energiepflanzen befinden sich derzeit in der Erprobung (z.B. Jatropha). Wenn die gesetzlichen Nachhaltigkeitskriterien erfüllt sind, spricht nichts dagegen, durch die Einbeziehung dieser Pflanzenöle in die Positivliste eine entsprechende Rechtssicherheit zu schaffen.

Darüber hinaus müssen mehrstufige Wertstoffnutzungen ermöglicht werden. Dies betrifft u.a. energetische Wertstoffe aus nachwachsenden Rohstoffen, die als Koppelprodukte der Biokraftstoffproduktion entstehen (z.B. Schlempe, Rapspresskuchen). Die Ausgrenzung dieser Stoffe durch die Negativliste wäre ökologisch nicht begründbar. Sie sind keine zu entsorgenden Abfallstoffe wie andere klassische Kofermente und sind im Gegensatz zu diesen auch nicht kostenlos verfügbar. Die Einbeziehung dieser Stoffe in

die Stromproduktion ermöglicht eine deutlich effizientere energetische Nutzung der begrenzten Ressource Ackerfläche und verbessert die schwierige Wirtschaftlichkeit der Biokraftstoffproduktion. Deshalb sollten auch die energetischen Wertstoffe aus nachwachsenden Rohstoffen, die als Koppelprodukte der Lebensmittelproduktion entstehen (z.B. Biertreiber) als Rohstoffe im Sinne der Anlage 2 anerkannt werden. Zumindest sollte eine Behandlung als rein pflanzliches Nebenprodukt im Rahmen der Positivliste nach Nr. V erfolgen.

Fragen der Fraktion der SPD

- 1. Welche Ausbauziele halten Sie für Strom aus Erneuerbaren Energien für die Jahre 2020 und 2030 für notwendig? Sind diese mit dem vorliegenden Entwurf erreichbar? Wie sehen die sektorspezifischen Potenziale aus?**

Antwort:

Es handelt sich um politische und nicht primär marktgetriebene Vorgaben. Die im Branchenverband BDEW zusammengeschlossenen Energieunternehmen sind gewillt ihren Beitrag zur Erreichung dieser politischen Zielvorgaben zu leisten. Der mit Blick auf die CO₂ Reduktion notwendige Beitrag der erneuerbaren Energien hängt u. a. davon unabhängig auch von der Frage einer künftigen Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke ab. Im übrigen verweisen wir auf Antwort II 1.

- 2. Wie bewerten Sie die – von mehreren Seiten vorgeschlagene – Einführung eines öffentlichen Anlagenregisters, um somit Transparenz und Verbraucherschutz weiter zu stärken? Wie können weitere Verbesserungen auf der Grundlage der vorgesehenen Transparenzvorschriften erreicht werden?**

Antwort:

Der BDEW hält die – schon in der EEG-Novelle 2004 vorgesehene, im aktuellen Gesetzentwurf jedoch gestrichene – Einführung eines Anlagenregisters unter der Maßgabe für sinnvoll, dass es von einer öffentlichen Stelle geführt wird und der Eintrag ins Register Voraussetzung für den EEG-Vergütungsanspruch ist. Mit einer behördlichen Prüfung könnte die Vergütungskategorie festgestellt und beschieden werden, wie dies bereits erfolgreich beim KWK-Gesetz praktiziert wird. Auf diese Weise würde Rechtssicherheit für Anlagenbetreiber und Netzbetreiber geschaffen.

Nach Einführung eines behördlichen Anlagenregisters wäre ein Großteil der Vorschriften der heutigen §§ 14a und 15 Abs. 2 EEG verzichtbar, die mit der „kleinen“ EEG-Novelle 2006 im Gesetz verankert wurden. Dadurch könnte der bürokratische Aufwand gemindert werden.

Eine rein freiwillige Führung eines Anlagenregisters durch ein Verbändekonglomerat stellt gegenüber den bestehenden Regelungen (nach denen die Netzbetreiber die an ihr Netz angeschlossenen Anlagen einzeln zu führen haben) dagegen keinen Mehrwert dar und ist daher abzulehnen.

3. **Wie bewerten Sie die bisherigen Erfahrungen mit der Härtefallregelung für die stromintensive Industrie aus wirtschafts-, umwelt- und verbraucherpolitischer Sicht?**

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

Fragen der Fraktion der FDP

1. **Wie bewerten Sie die Absicht, der Nutzung grundlastfähiger erneuerbarer Energieträger Vorrang gegenüber den nicht grundlastfähigen erneuerbaren Energieträgern einzuräumen, und welche Aspekte halten Sie hierbei für ausschlaggebend (z. B. Berechenbarkeit, Netzstabilität)?**

Antwort:

Der EEG-Entwurf unterscheidet zwischen unterschiedlichen Vorrangregelungen (Anschlussvorrang, Abnahmevorrang, Vorrang beim Einspeisemanagement). Gemeint ist hier offenbar der Vorrang beim Einspeisemanagement.

Im Fall des Netzengpasses spielt es zunächst eine untergeordnete Rolle, ob die Netzüberlastung aus kontinuierlich oder diskontinuierlich einspeisenden EE-Erzeugungsanlagen resultiert. Es stellt sich vielmehr die Frage, wie man die Last einigermaßen gerecht reduzieren kann, um die Systemsicherheit garantieren zu können. Eine Vorrangregelung würde die grundlastfähigen EE-Einspeisungen gegenüber den volatilen Einseisungen wie z.B. Wind bevorzugen. Dies scheint relativ willkürlich und daher u.E. nicht der richtige Ansatz. Die technische Umsetzung der Vorrangigkeit würde außerdem zu erheblichen Problemen führen. Der BDEW schlägt daher die gruppenweise Erfassung herunterzuregelnder Anlagen (Cluster-System) vor. Solche Verfahren haben sich in der Praxis bewährt und sollten zur Vermeidung von rechtlichen Unklarheiten im Gesetz festgeschrieben werden. Sie führen zudem zu einer deutlichen Verringerung der schaltbedingten Ausfallzeiten der betroffenen Anlagen und gewährleistet zudem die Investitionssicherheit für neue EE-Anlagen.

Volkswirtschaftlich ist es natürlich sinnvoller Netze möglichst effizient auszulasten. Eine Auslegung der Netze für Spitzenlasten, die einmal pro Jahr vorkommen, wie z.B. Starkwind bei gleichzeitiger entnahmeseitiger Schwachlast, erhöhen die Netzkosten und damit die Belastung der Verbraucher gravierend. Insofern gibt es ein natürliches Interesse, grundlastfähige EEG-Einspeisungen zu fördern. Dieses Ziel wird dadurch erreicht, dass diskontinuierlich einspeisende Kraftwerke z.B. durch Förderung von Speichertechnologien bedarfsorientiert einspeisen. Hierdurch wird auch die Netzintegration entsprechender Erzeugungsanlagen deutlich erleichtert.

2. Halten Sie angesichts zunehmender Verwendungskonkurrenzen im Bereich der energetischen Biomassenutzung die im Gesetzentwurf vorgesehenen Regelungen für geeignet und ausreichend, um die energetische Verwertung von Reststoffen und landwirtschaftlichen Kuppelprodukten zu intensivieren?

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

3. Wie bewerten Sie den Sachverhalt, dass verschiedene landwirtschaftliche Reststoffe bzw. Kuppelprodukte (insbesondere Gülle, Stroh, Stallmist und so genanntes Landschaftspflegematerial) im vorliegenden Gesetzentwurf unterschiedlich behandelt werden, indem der Einsatz von Gülle höhere Bonuszahlungen in Aussicht stellt als der Einsatz anderer Reststoffe bzw. Kuppelprodukte?

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

4. Wie beurteilen Sie in diesem Zusammenhang die derzeitige bzw. die vorgesehene rechtliche Klassifizierung bestimmter Substrate insbesondere im Bereich des so genannten Landschaftspflegematerials, wenn diese auf der anderen Seite als beseitigungspflichtige Abfälle gekennzeichnet werden, beispielsweise das bei Hochwasser an Deichanlagen angetriebene Material?

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

5. Wie bewerten Sie die im Gesetzentwurf vorgesehenen Regelungen hinsichtlich des Kriteriums fairer Wettbewerbsbedingungen zwischen unterschiedlichen EE-Technologien insbesondere im Hinblick auf die Nutzung von Biomasse? Wie bewerten Sie in diesem Zusammenhang den Sachverhalt, dass für Kleinanlagen mit anaerober Vergärung höhere Bonuszahlungen vorgesehen sind als für Anlagen, die alternative Technologien (beispielsweise die direkte Verbrennung) einsetzen?

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

6. **Wie hoch sind die Kosten zur Vermeidung einer Tonne CO₂ durch den in Deutschland erfolgenden Einsatz der durch das EEG erfassten erneuerbaren Energien und wie viel Tonnen CO₂ werden durch das EEG zusätzlich zu den CO₂-Emissionsobergrenzen des europäischen Emissionshandels erreicht?**

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

7. **Sind Sie der Auffassung, dass die im EEG vorgesehenen Bestimmungen bzw. die geplanten Gesetzesänderungen geeignet sind, die Kostenbelastungen insbesondere für die privaten Haushalte so gering wie möglich zu halten und sehen Sie jenseits der geplanten Gesetzesänderungen Möglichkeiten, um die Kostenbelastungen insbesondere für die privaten Haushalte zu verringern, und um welche konkreten Möglichkeiten handelt es sich dabei gegebenenfalls?**

Antwort:

Der Ausbau erneuerbarer Energien ist ohne Förderung und damit Kostenbelastung für die Verbraucher auf Grund der nicht vorhandenen Wettbewerbsfähigkeit noch nicht möglich. Für private Haushalte könnten die Kostenbelastungen begrenzt werden, wenn die Förderung der Erneuerbaren Energien effizienter als bisher erfolgen würde.

Im Rahmen des EEG kann die Förderung effizienter gestaltet werden, wenn sich die Einspeisungen am Lastverlauf (Stromnachfrage) und die Standortentscheidungen soweit möglich an der Aufnahmefähigkeit der bestehenden Netze orientieren würden. Dadurch kann kostenintensiver Netzausbau vermieden werden.

Sollen jedoch die besten Standorte für die Erzeugung von Strom aus Windenergie ausgeschöpft werden, so ist im Fall von Deutschland ein relativ weiter Abtransport der Strommengen in die Verbrauchszentren erforderlich, der Netzausbau induziert (vgl. dena-Studie 2005). Die dadurch entstehenden Kosten sind dann in Kauf zu nehmen. Kostengünstiger ließe sich die Förderung Erneuerbarer Energien im Rahmen europäischen optimieren.

Zahlreiche Regelungen im EEG-Regierungsentwurf stehen einer Minimierung der Belastung der privaten Haushalte aber entgegen. So soll z.B. im Rahmen § 12 Strom, der aufgrund fehlender Nachfrage nicht erzeugt worden ist, trotzdem vergütet werden. Eine Reduzierung der Belastung wäre dann gegeben, wenn anstelle einer Vergütungszahlung die bedarfsgerechte Produktion gefördert wird (vgl. Teil IV, Frage 1 der CDU/CSU-Fraktion).

Durch eine zielorientierte Regelung zur Direktvermarktung könnten die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern an den Markt herangeführt und somit kostenmindernde Effekte erreicht werden.

8. **Wie bewerten Sie die für das EEG vorgesehenen Regelungen im Zusammenspiel mit den Bestimmungen des (vorgesehenen) Gesetzes zur Nutzung regenerativer Wärme, der Energieeinsparverordnung und dem KWK-Gesetz, insbesondere im Hinblick auf die Stimmigkeit der damit verbundenen Signale bezüglich des Nachfrage- bzw. Investitionsverhaltens potentieller Nachfrager von (Anlagen-) Technik, beispielsweise zur energetischen Optimierung bestehender Anlagen, Erwerb neuer Anlagen oder der Durchführung von Maßnahmen der Wärmedämmung an Gebäuden? Sind die in dieser Hinsicht geplanten bzw. beschlossenen Maßnahmen des Gesetzgebers Ihrer Einschätzung nach insgesamt schlüssig, stimmig und widerspruchsfrei und in welcher Hinsicht sehen Sie ggf. Verbesserungsmöglichkeiten?**

Antwort:

Die zeitgleiche Förderung der energetischen Optimierung von Gebäuden und des Ausbau der KWK kann vor Ort zu Zielkonflikten führen, da durch die bessere Dämmung eine Wärmesenke verloren geht. Hier ist ein integriertes Gesamtkonzept, auch auf lokaler Ebene, notwendig. Aus diesem Grunde sollten die einzelnen Zielsetzungen in regelmäßigen Abständen überprüft und die Maßnahmen entsprechend der realen Entwicklung angepasst werden

Fragen der Fraktion DIE LINKE.

1. **Inwieweit ist der vorliegende Gesetzentwurf geeignet, einen Anteil erneuerbarer Energien im Stromsektor von bis zu 30 Prozent zu erreichen? Welche diesbezüglichen Defizite sehen Sie im Wesentlichen? Durch welche Maßnahmen im Rahmen des EEG könnte ein Anteil von mindestens einem Drittel (Forderung einzelner Umweltverbände) an der Stromversorgung bis 2020 sichergestellt werden?**

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

2. **Welche Zuwächse sind bis 2020 bei den einzelnen erneuerbaren Energien jeweils zu erwarten?**

Antwort:

Bis zum Jahr 2014 wird folgende Entwicklung der Erzeugung aus den durch das EEG geförderten Energiearten erwartet (Angaben in GWh, Stand 22.04.2008):

| | 2008 | 2014 | Steigerung in % |
|-------------------------------|-------------|-------------|------------------------|
| Wasserkraft | 5.342 | 6.680 | 25 |
| Deponie-, Klär- und Grubengas | 2.847 | 3.571 | 25,4 |
| Biomasse | 19.718 | 29.850 | 51,4 |
| Geothermie | 46 | 465 | 910,9 |
| Windenergie an Land | 47.150 | 65.822 | 39,6 |
| Windenergie offshore | 37 | 42.248 | mehr als 10000 |
| Solare Strahlungsenergie | 4.266 | 7.473 | 75,2 |

Die Daten für 2014 sind in der EEG-Mittelfristprognose vom 22.04.2008 veröffentlicht unter http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_EEG-Mittelfristprognose_bis_2014

Die weitere Entwicklung bis 2020 kann derzeit noch nicht abgeschätzt werden.

3. In welchen Sparten der erneuerbaren Energien sind bis 2020 die deutlichsten Zuwächse bei der Beschäftigung zu erwarten und von welchen Bedingungen hängt dies ab?

Antwort:

Zur Umsetzung des EEG werden bei den Netzbetreibern und Stromversorgern zahlreiche Mitarbeiter beschäftigt. Aufgrund des steigenden Umfangs der Veröffentlichungs- und Berichtspflichten im EEG, der wachsenden Zahl von Anlagen und des dadurch immer komplexeren Datenmanagements und des aufwändigen Belastungsausgleichs wird der personelle Aufwand bei den genannten Unternehmen stetig größer.

Da die weitaus überwiegende Anzahl der EEG-Anlagen Photovoltaik-Anlagen sind, entfällt auf die Bearbeitung des Anschlussvorgangs, die Vergütungsabwicklung und die gesamte Korrespondenz mit den PV-Anlagenbetreibern der größte Arbeitsaufwand. Es ist hier mit einem weiteren deutlichen Zuwachs an Abwicklungs- und Bürokratieaufwand bzw. -beschäftigung zu rechnen.

Ebenfalls hoher und steigender Aufwand entsteht bei den Netzbetreibern für die Abwicklung der Förderung von Windenergie- und Biomasseanlagen, vor allem aufgrund der komplexen Vergütungsvorschriften. So erfordern z.B. die Zuschlagsvoraussetzungen bei Biomasse immer komplizierte Einzelfallprüfungen.

Es ist allerdings auf Grund der Regulierung nicht zu erwarten, dass im Zuge dieses ansteigenden Arbeitsaufwands neue Arbeitsplätze bei den Netzbetreibern geschaffen werden (können).

4. **Wie beurteilen Sie die Einführung eines Mindestlohns in der Branche der erneuerbaren Energien, um Lohndumping und soziale Benachteiligungen in einem Bereich zu verhindern, der erheblich vom gesetzlichen Rahmen des EEG profitiert?**

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

5. **Welche Maßnahmen und Regelungen sind jenseits des EEG flankierend erforderlich, um den Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor im erforderlichen Maße voranzubringen und um Hemmnisse abzubauen?**

Antwort:

Hierzu gehört u. a. eine zeitliche Synchronisation zwischen dem Ausbau der erneuerbaren Energien und der notwendigen Netzinfrastruktur. Ohne eine Beschleunigung des Netzausbaus sind die politischen Zielvorgaben in diesem Bereich nicht zu realisieren.

6. **Sind die Ausnahmetatbestände für die energieintensive Industrie sachlich gerechtfertigt, insbesondere in Hinblick darauf, dass diese ohne Gegenleistung gewährt werden und dass der Kreis der Umlagetragenden dadurch kleiner wird?**

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

1. **Wie können Innovationsanreize im EEG ausgebaut werden?**

Antwort:

Innovationen können insbesondere dadurch gefördert werden, dass die Erneuerbaren langfristig in einen wettbewerblichen Strommarkt integriert werden. Hierzu sollten Anreize zur bedarfsgerechten Einspeisung sowie zur Vermarktung stochastischer Einspeisung geschaffen werden. Dabei ist eine angemessene Investitionssicherheit für die Anlagenbetreiber bei gleichzeitiger volkswirtschaftlicher Kostenneutralität und ausreichender Rechtssicherheit für alle Akteure zu gewährleisten.

2. **Wie kann die Vergütungsregelung so optimiert werden, dass einerseits der Ausbau der Erneuerbaren Energien über das EEG gewährleistet werden kann und andererseits die EEG-Kosten optimiert werden?**

Antwort:

Das feste Einspeisevergütungssystem des derzeitigen EEG bietet nach Ansicht des BDEW keine hinreichenden Voraussetzungen für eine Optimierung, da es im Prinzip auf

eine Maximierung der Strommengen aus Erneuerbaren abzielt, ohne dass Rücksicht auf eine Markt- oder Systemintegration genommen wird. Eine Optimierung des Kosten-Nutzen-Verhältnisses bei der Förderung Erneuerbarer Energien wird ermöglicht, wenn der Anlagenbetreiber zunehmende Verantwortung für die Herstellung eines marktfähigen „Produktes“ übernimmt und die hierzu zu erbringende Leistung zielorientiert und marktgerecht vergütet wird. Hierzu hat der BDEW einen Vorschlag zur Direktvermarktung/Marktintegration erarbeitet, mit dem die Ausbauziele volkswirtschaftlich kosteneffizient erreicht werden können.

3. Wie lässt sich eine Marktintegration als Ergänzung zum EEG erzielen, die keine volkswirtschaftlichen Zusatzkosten verursacht und zugleich Lerneffekte entfaltet?

Antwort:

Im heutigen System des EEG leisten die Übertragungsnetzbetreiber die Umformung der stochastischen Einspeisung in gleichmäßige Monatsbänder. Ein Großteil der stochastischen Einspeisung wird zuvor bereits durch die VNB als Monatsband oder Einspeiseprofil an die ÜNB weitergeleitet. Der hierdurch entstehende Aufwand („EEG-Veredelung“) wird nicht im EEG-Belastungsausgleich abgebildet, stellt jedoch einen volkswirtschaftlichen Kostenfaktor dar, der sich derzeit in den Netzentgelten niederschlägt.

Es können Anreize dafür gesetzt werden, diesen Aufwand bei gleichbleibendem Anlagenbestand zu verringern, wenn Anlagen den EEG-Fördermechanismus verlassen und ihren Strom direkt vermarkten. Die Direktvermarktung ist im Vergleich zur EEG-Vergütung zur Zeit nur bei Zahlung von Vermarktungsprämien wirtschaftlich interessant. Diese sind so zu bemessen, dass die Kosten zur Erstellung eines vermarktungsfähigen Produktes gedeckt werden. Gleichzeitig dürfen sie in ihrer gesamten Höhe die Kosten für die alternativ erfolgende EEG-Veredelung durch die Netzbetreiber nicht überschreiten. Auf dieser Grundlage ist eine Direktvermarktung des Stroms aus EEG-Anlagen mindestens kostenneutral möglich.

4. Welche Ziele sollten für die Erneuerbaren Energien im Strombereich für 2020 und 2030 angestrebt werden?

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

5. Wie kann der bürokratische Aufwand verringert werden, den der Regierungsentwurf beinhaltet?

Antwort:

Der bürokratische Aufwand zur Umsetzung des EEG könnte durch eine Straffung der umfangreichen Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten, insbesondere in § 14a des geltenden EEG, verringert werden. Ein Großteil dieser Pflichten könnte ohne

Transparenzverlust entfallen, wenn – unter Berücksichtigung der datenschutzrechtlichen Vorgaben – ein öffentlich geführtes Anlagenregister eingerichtet werden würde, der Eintrag der Anlagendaten in dieses Register durch den Anlagenbetreiber Voraussetzung für den EEG-Vergütungsanspruch wäre und die Einstufung in die korrekte Vergütungskategorie durch behördliche Entscheidung erfolgen würde. Damit würde Rechtssicherheit für Anlagenbetreiber und Netzbetreiber geschaffen werden. (Vgl. hierzu Antwort zu Frage 2 der SPD-Fraktion im gleichen Fragenblock.)

Zudem könnte der Aufwand durch eine deutliche Reduzierung der Anzahl der Vergütungsgruppen eingedämmt werden. Derzeit existieren weit über 400 Vergütungskategorien im EEG, künftig kommen jährlich ca. 50 neue Vergütungskategorien hinzu. Aus diesem Grunde sollte eine effizienzbezogene Vereinfachung der Vergütungssystematik geprüft werden.

Eine weitere wesentliche bürokratische Vereinfachung wird erreicht, wenn eine nachträgliche Korrektur der Jahresabrechnung im Sinne von § 38 des EEG-Regierungsentwurfs bereits durch Vorlage einer entsprechend testierten Abrechnung („Nachtragstestierung“) erfolgen darf, ohne dass hierfür ein kostenträchtiges Gerichtsurteil oder ein sonstiger vollstreckbarer Titel notwendig ist.

6. Macht es Sinn, auch bei starken Preisanstiegen von Rohstoffen an starren Vergütungsdegressionen festzuhalten oder besteht hier die Gefahr von Mitnahmeeffekten auf der einen Seite und mangelnden Investitionsanreizen auf der anderen Seite?

Antwort:

Eine Lösung für o. g. Problem besteht in einer verstärkten Marktintegration der erneuerbaren Energien, da der Markt die genannten Rohstoffpreisentwicklungen antizipiert.

7. Reichen die in der EEG Novelle festgelegten Regelungen (wie z.B. durch Festschreibung ökologischer Mindeststandards) aus, um den negativen ökologischen Auswirkungen des Biomasseanbaus (z. B. Bodenerosion, Grünlandumbruch, Verengung der Fruchtfolge, Grundwasserbelastung) entschieden entgegen zu wirken?

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

II. Vergütung und Degression bei den einzelnen Energieträgern

Fragen der Fraktion der CDU/CSU

1. **Wie bewerten Sie die Vergütungs- und Degressionssätze im EEG-Gesetzesentwurf bei der Geothermie gemäß § 28 und welche Vor- und Nachteile wären durch eine Abschaffung der Leistungsklassen bei der Geothermie zu erwarten?**

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

2. **Wie stufen Sie die Vergütungs- und Degressionssätze im EEG-Gesetzesentwurf bei der Windkraft gemäß §§ 29-31 ein und reichen die im EEG-Gesetzesentwurf formulierten Rahmenbedingungen für Offshore-Windkraftanlagen gemäß § 31 aus, um die bisherige Zurückhaltung der potentiellen Anlagenbetreiber zu überwinden und innerhalb welchen Zeithorizonts kann ein nennenswerter Zubau gelingen?**

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

3. **Wie ist die Ausgestaltung der Bedingungen für das Repowering bei Wind-Onshore im Gesetzesentwurf gemäß § 30 zu bewerten?**

Antwort:

§ 30 Abs. 1 des Regierungsentwurfs würde aufgrund der Plural-Formulierung im dortigen Eingangssatz dazu führen, dass zwei Windenergieanlagen z.B. mit je 500 kW Leistung, d.h. von zusammen 1 MW Leistung, eine Windenergieanlage mit 500 kW Leistung ersetzen dürfen. Dies entspricht weder dem Sinn der Vergütungsverlängerung noch dem Zweck der Ausnutzung windhöflicher Standorte durch neue Anlagen mit größerer Leistung.

Außerdem honoriert das Repowering die dauerhafte Außerbetriebnahme der Altanlage durch entsprechend höhere Vergütungssätze. Eine Wiederinbetriebnahme der Altanlage im Geltungsbereich des Gesetzes muss daher zumindest dann ausgeschlossen sein, wenn der Anlagenbetreiber für diese Anlage die EEG-Vergütungssätze verlangt. Ein entsprechender Ausschlussstatbestand findet sich insoweit nur in der unverbindlichen Gesetzesbegründung. Außerdem sind bereits jetzt Probleme beim Nachweis der Ersetzung und Außerbetriebnahme der Altanlage absehbar.

Außerdem ist bei § 30 Abs. 2 des Regierungsentwurfs zu berücksichtigen, dass durch die dortige Mittelwertbildung neue, bislang nicht vorkommende Vergütungssätze entstehen, die angesichts der Vergütungskategorierungen nach §§ 46 ff. zu erheblichen Schwierigkeiten führen.

4. **Halten Sie die Vergütungs- und Degressionssätze im EEG-Gesetzesentwurf im Bereich der Biomasse gemäß § 27 für sinnvoll? Wo besteht in diesem Bereich Ihrer Meinung nach Änderungsbedarf?**

Antwort:

Die Forderung, dass Biomasseanlagen mit einer Leistung von mehr als 5 MW nur hinsichtlich des in der Anlage erzeugten KWK-Stroms eine Einspeisungsvergütung erhalten, ist nicht sachgerecht. Mangels entsprechender Wärmesenken wird dies dazu führen, dass weniger Biomassekraftwerke als möglich errichtet werden.

Biomasseprojekte, bei denen aufgrund der saisonal schwankenden Wärmeabnahme zwar Grundlaststrom, aber nicht dauerhaft Wärme erzeugt werden kann, sollten aber gegenüber industriellen Projekten, bei denen die Wärme dauerhaft nachgefragt wird und damit ausschließlich KWK-Strom erzeugt wird, nicht schlechter gestellt werden. Sollte § 27 Abs. 3 Nr. 1 des Regierungsentwurfs nicht entsprechend gestrichen werden, sollte zumindest § 66 um einen Absatz ergänzt werden, der Biomasseanlagen, die bereits im Jahre 2007 oder 2008 genehmigt worden sind, aber erst im Jahre 2009 in Betrieb genommen werden, von § 27 Abs. 3 Nr. 1 ausnimmt. Es ist hierbei zu berücksichtigen, dass die hocheffiziente Wirbelschichtfeuerung mit Wirkungsgraden von bis zu 38 % nur in großen Anlagen realisiert werden kann. Zudem existiert ein Grundlastbedarf für 35 bis 40 MW Wärme (bei 20 MW Strom) nur in größeren Städten, so dass die Anlage stadtnah errichtet werden müsste, was u.U. zu lokalen Lärm-/Emissions-/Verkehrsproblemen führen könnte.

5. **Ist die derzeitige Ausgestaltung eines Güllebonus im EEG-Gesetzesentwurf gemäß § 27 Abs. 4 bzw. Anlage 2 unter Berücksichtigung einer möglichst effizienten Verwertung von Gülle angemessen, welche Ausgestaltung des Güllebonus favorisieren Sie?**

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

6. **Ist es ein Ziel führender Vorschlag, bei Kapazitätserhöhung von Wasserkraftanlagen durch Modernisierung gleiche Vergütungen zu zahlen, wie für Neuanlagen und gibt es weitere Vorschläge zur Optimierung der Nutzung von Wasserkraft?**

Antwort:

Modernisierungen tragen zur Steigerung der Stromproduktion aus Wasserkraft bei und können mit ökonomisch und technisch vertretbarem Aufwand Wirkungsgraderhöhungen von bis zu 5% erzielen. Außerdem können Modernisierungsmaßnahmen mit Verbesserungen des ökologischen Zustandes einhergehen, zum Beispiel durch den Einbau einer „fish friendly turbine“ und/oder durch wasser- statt ölgeschmierte

Lauf radnaben. Dies rechtfertigt die Anwendung der Vergütungssätze für Neuanlagen nach Durchführung dieser Maßnahmen.

- 7. Sind die Vergütungs- und Degressionssätze gemäß EEG-Gesetzesentwurf §§ 32 und 33 im Bereich der solaren Strahlungsenergie vertretbar vor dem Hintergrund einer möglichst effizienten Förderung zur Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung, einer möglichst geringen Verbraucherbelastung sowie dem Erhalt der Wachstumsoptionen für die deutsche Solarbranche?**

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

- 8. Welche finanziellen und strukturellen Auswirkungen hätte die nach dem EEG-Gesetzesentwurf (§ 33 Abs. 3) mögliche Eigennutzung von selbst erzeugtem PV-Strom auf die EEG-Umlage und auf die Stromverbraucher?**

Antwort:

§ 33 Abs. 3 des Regierungsentwurfs muss gestrichen werden. Die Regelung beinhaltet die Selbstnutzung bzw. Selbstvermarktung von Strom aus solarer Strahlungsenergie. Wenn der Anlagenbetreiber oder ein Dritter den Strom aber selbst verbraucht, darf der Strom nicht mehr an den Netzbetreiber verkauft werden. Verkauft der Anlagenbetreiber ihn dennoch an den Netzbetreiber, muss er oder der Dritte diesen Strom gegenüber dem Stromlieferanten, der sie beliefert, gemäß dem zugrunde liegenden Stromlieferungsvertrag vergüten; dies wurde mittlerweile vom Bundesgerichtshof bestätigt (Urteil vom 28. März 2007, Az. VIII ZR 42/06). Ein Abzug von der Einspeisevergütung, die der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber zahlt, verkennt daher, dass der Stromlieferant - und nicht der Netzbetreiber - für die Belieferung zuständig ist.

Außerdem würde § 33 Abs. 3 des Regierungsentwurfs zu einem weiteren Subventionstatbestand führen, da diese Stromerzeugung naturgemäß nur am Tag möglich ist, der Anlagenbetreiber bzw. Dritte jedoch kontinuierlich Strom-Eigenbedarf hat. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass „Haushaltskunden“, die als Dritte im Sinne von § 33 Abs. 3 des Regierungsentwurfes beliefert werden, keine Grundversorgung nach § 36 des Energiewirtschaftsgesetzes mehr in Anspruch nehmen können, sondern nur ein Sonderkundenprodukt auf Reserve- und Zusatzstromversorgung. Gleiches gilt umso mehr bei Sondervertragskunden, z.B. bei von Händlern belieferten Kunden. Im Falle der Beibehaltung dieser Regelung ist davon auszugehen, dass die Stromlieferanten, die mit Anlagenbetreibern oder von diesen nun belieferten Dritten in der Vergangenheit Vollstromlieferverträge abgeschlossen haben, diese wegen nachteiliger Änderung der betriebswirtschaftlichen Kalkulation überwiegend kündigen müssen, so dass diese Kunden dann einen teureren Reserve- und Zusatzstromlieferungsvertrag abschließen müssen.

Darüber hinaus unterstellt § 33 Abs. 2 des Regierungsentwurfs, dass die hiernach abzuziehenden Beträge den Stromlieferungskosten des betreffenden Anlagenbetreibers bzw. des durch ihn belieferten Dritten entsprechen. Da diese Kosten jeweils vom entsprechenden Lieferanten abhängig sind, ist eine solche Pauschalierung der „vermiedenen Strombezugskosten“ gar nicht möglich. Zudem würde eine differenzierte Vergütung bei Eigenverbrauch dazu führen, dass die Erzeugung der Anlagen, welche primärenergiebezogen näherungsweise prognostizierbar wäre, durch die „künstliche“ Reduktion weniger gut prognostiziert werden könnte. Dadurch entstünden erwartungsgemäß höhere Kosten der Bewirtschaftung des EEG-Bilanzkreises bei den Netzbetreibern (und damit steigende Netzentgelte) sowie ein größerer Aufwand bei der Absatzprognose der Vertriebe.

Im übrigen würde durch § 33 Abs. 3 des Regierungsentwurfs das Aufkommen an Umsatzsteuer, sonstigen Steuern und Konzessionsabgaben in den von § 33 Abs. 3 erfassten Fällen erheblich reduziert werden, weil als Berechnungsgrundlage nicht mehr der Vollstrombezug sondern der geringere Reserve- und Zusatzstrombezug des belieferten Letztverbraucher verwendet werden müsste. Dies führt nicht zuletzt für die betroffene Gemeinde zu einer nicht gerechtfertigten Benachteiligung.

Fragen der Fraktion der SPD

- 1. Welche Auswirkungen haben die aktuelle Kostensituation bei Rohstoffen wie Stahl, Kupfer u.a. auf die Wirtschaftlichkeit von Windkraft-Onshore-Anlagen und inwiefern müssten die Vergütungs- bzw. Degressionssätze geändert werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten – gerade vor dem Hintergrund der ambitionierten Ausbauziele der Bundesregierung?**

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

- 2. Wie bewerten Sie die vorgesehene Erhöhung der Vergütung für die Offshore-Windkraft? Werden durch die im Regierungsentwurf vorgesehene Anhebung Anreize zum Markteintritt eröffnet und welche Akteure werden und können hier tätig werden?**

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

- 3. Wie bewerten Sie die vorgesehene Ausgestaltung des KWK-Bonus, um hiermit eine verstärkte Wärmenutzung bei Biomasse- und Biogasanlagen nach dem EEG zu erreichen? Wie können beim Einsatz von Biomasse in Biogasanlagen die Belange des Umwelt- und Naturschutzes stärker berücksichtigt werden?**

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

4. **Wie bewerten Sie die Flexibilisierung des Ausschließlichkeitsprinzips beim sog. „NaWaRo“-Bonus, um somit zum einen die wirtschaftlich darstellbare Nutzung von Nachwachsenden Rohstoffen weiterhin zu ermöglichen und zum anderen noch nicht erschlossene Potentiale bei Reststoffen und biologischen Abfallprodukten stärker zu nutzen?**

Antwort:

Die Flexibilisierung muss durch eine kalenderjährlich Gutachtenpflicht des Anlagenbetreibers nach Anlage 2 begleitet werden, weil ein Stromnetzbetreiber keinerlei Möglichkeit hat, den Stromanteil zu ermitteln, der bei einer Mischfeuerung NaWaRo/Biomasse dem Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen entspricht. Außerdem kann der Netzbetreiber nicht von sich aus für jedes Kalenderjahr neu nachprüfen, dass der Anlagenbetreiber die Voraussetzungen unter VI Nr. 2 Satz 2 der Anlage einhält.

5. **Erachten Sie die Vergütung der Geothermie sowie die Einführungen der beiden neuen Boni für geeignet und ausreichend, um den Ausbau der Geothermie voranzubringen und die mit dem Gesetz verfolgten Ziele und Zwecke zu erreichen? Wie beurteilen Sie einen Frühstarter-Bonus?**

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

6. **Wie bewerten Sie die Vorschläge zur Senkung der Vergütung für PV-Anlagen und die Erhöhung der Degression – vor allem vor dem Hintergrund der Technikentwicklung der letzten Jahre und der positiven Prognosen der zukünftigen Marktentwicklung national und international?**

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

Fragen der Fraktion der FDP

1. **Wie bewerten Sie die geplanten Absenkungen der Vergütungssätze insbesondere im Bereich der Solarenergie? Halten Sie die vorgesehene Degression für sachgerecht und angemessen, und wie begründen Sie Ihre Auffassung?**

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

- 2. Wie hoch werden die Zusatzkosten Ihrer Schätzung nach sein, die den Stromverbrauchern aufgrund der geltenden sowie der vorgesehenen neuen EEG-Regelungen innerhalb der kommenden 20 Jahre insgesamt entstehen werden, welche Rolle spielt in diesem Zusammenhang der erforderliche Ausbau der Netzkapazitäten und wie werden sich speziell die im Bereich der Solarstromförderung vorgesehenen Änderungen Ihrer Einschätzung nach auf den Strompreis auswirken?**

Antwort:

Zusatzkosten durch die heutige EEG-Strom-Erzeugung gliedern sich in vertriebsseitige Kosten (EEG-Umlage) und netzseitige Kosten, insbesondere Netzausbaukosten.

Die vertriebsseitigen Kosten („EEG-Mehrkosten“) belaufen sich für das Jahr 2007 auf über 4 Mrd. Euro; in 2008 werden sie mehr als 4,5 Mrd. Euro betragen. Die weitere Entwicklung dieser Kosten hängt vom Vergütungsaufkommen und von der Höhe des vertriebsseitig anzulegenden Strompreises ab. Aufgrund des durch das EEG geförderten Anlagenzubaus ist mit einer weiteren Steigerung der EEG-Umlage zu rechnen.

Die netzseitigen Kosten umfassen sowohl EEG-bedingte Netzausbaukosten als auch die Kosten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen und zur Abwicklung der EEG-Einspeisungen (vgl. u.a. Block „Allgemeines / Grundsätzliches“, Frage 7 der FDP auf S. 9 und Frage 5 von Bündnis 90/Die Grünen auf S. 13).

Die EEG-bedingten Netzausbaukosten werden alleine durch Verstärkung von 400 km und Neubau von 850 km des 380kV-Höchstspannungsnetzes mit ca. 1,1 Mrd. Euro beziffert (vgl. dena-Studie und dena-Pressemitteilung vom 24. Februar 2005). Darüber hinaus wird es zu einem verstärkten Ausbau der Verteilnetze kommen, um die Versorgungssicherheit im Rahmen des Anstiegs der dezentralen Einspeisungen und der damit regional bereits heute auftretenden Lastflussumkehr sicherstellen zu können.

Zudem fallen in der Elektrizitätswirtschaft hohe Bürokratiekosten durch die Umsetzung des EEG an. Den größten Teil tragen die Netzbetreiber, die den Anlagenanschluss, die Vergütungsabwicklung und die gesamte Korrespondenz mit den Anlagenbetreibern durchführen (vgl. u.a. Block „Allgemeines / Grundsätzliches“, Frage 3 der Fraktion Die LINKE). Sofern die hieraus entstehenden Kosten über die Netzentgelte gewälzt werden können, ist auch hierüber ein Anstieg des Strompreises zu erwarten (vgl. u.a. Block „Allgemeines / Grundsätzliches“, Frage 5 von Bündnis 90/Die Grünen).

Einige sich abzeichnende netzseitigen Kostensteigerungen und daraus resultierende Zusatzkosten für die Stromverbraucher sind allerdings vermeidbar.

Z. B. wird die Netzausbaupflicht der Netzbetreiber in dem derzeitigen EEG-Regierungsentwurf ohne besondere Anforderungen an den Planungsgrad der Anlage zu Netzentgelterhöhungen führen (s. § 9 Absatz 1 des EEG-Regierungsentwurfs). Nach

derzeitigem Entwurf ist der Netzbetreiber fast uneingeschränkt dazu verpflichtet, auf Verlangen Einspeisewilliger sein Netz auszubauen. Volks- und betriebswirtschaftlich sinnvoll wäre dagegen, die Netzausbaupflicht an einen klar definierten Realisierungs- oder Planungsgrad einer Anlage zu knüpfen. So können Ausgaben für Netzausbaumaßnahmen für Anlagen mit geringer Realisierungswahrscheinlichkeit vermieden werden. In diesem Zuge ist auch die Regelung etwaiger Schadensersatzverpflichtungen gegenüber dem Netzbetreiber bedenklich. Es existiert bereits eine Schadensersatzpflicht für Netzbetreiber bei schuldhaft verzögertem Netzausbau nach geltendem Recht (vgl. § 280 BGB), so dass die Schadensersatzpflicht nach § 10 des EEG-Regierungsentwurfes hinfällig ist.

Neben diesen direkt auf die Stromverbraucher wirkenden Kostenbestandteilen ist zu berücksichtigen, dass bei der Umsetzung des EEG in seiner heutigen Ausgestaltung erhebliche Risiken für die Vertriebe und Übertragungsnetzbetreiber entstehen. Wie eine brancheninterne Erhebung ergab, summieren sich die EEG-bedingten Risiken u.a. durch den starken Anstieg volatiler Einspeisung aus EEG-Anlagen und die ebenso volatilen Vergütungszahlungen von Netzbetreibern an Anlagenbetreiber, durch die dadurch bedingt unsichere und fortlaufend über alle Vertriebe gleichgerichtete Anpassung der Beschaffungsportfolien der Vertriebe sowie Rechtsunsicherheiten derzeit auf etwa 1,5 Mrd. Euro pro Jahr.

3. Halten Sie das Erfordernis der Mindestleistungssteigerung bzw. Begrenzung der Leistungssteigerung auf den fünffachen Wert sowie die Zehnjahresfrist beim Windenergie-Repowering (§ 30 Abs. 1 Ziff. 1 u. 2) für gerechtfertigt und wie begründen Sie Ihre Auffassung?

Antwort:

Hierzu verweisen wir auf die Antwort zur Frage 3 der Fraktion der CDU/CSU in diesem Block.

4. Wie bewerten Sie die Möglichkeit, dass die Regelung der erhöhten Anfangsvergütung für Strom aus Windenergieanlagen nach § 29 Abs. 2 S. 1 sowie von Anschlussvoraussetzungen (§ 6 Ziff. 2) nicht durch den Gesetzgeber, sondern per Verordnung der Bundesregierung ohne Zustimmung des Bundesrates erfolgen kann (§ 64 Abs. 1 Nr. 1)?

Antwort:

Grundsätzlich ist es für die Gewährleistung der Netz- und Systemsicherheit nach §§ 12ff. des Energiewirtschaftsgesetzes erforderlich, dass die in den einschlägigen Regelwerken (VDN-Richtlinien und NetzCodes) festgelegten Systemanforderungen für alle Erzeugungsanlagen – ob EEG-Anlagen oder andere – verpflichtend sind (§ 49 EnWG). Daher ist die Zahlung eines Bonus für Anlagen, die diese Anforderungen erfüllen, nicht erforderlich und sollten unterbleiben.

Sollte jedoch, wie in § 64 Abs. 1 Nr. 1 und § 66 Abs. 1 Nr. 6 EEG-Entwurf vorgesehen, für Alt- bzw. Neuanlagen ein sogenannter „Systemdienstleistungs-Bonus“ ausbezahlt werden, so sollte anstelle der Erklärung des Netzbetreibers – wie derzeit für bestehende Windenergieanlagen vorgesehen – eine Bescheinigung des Anlagenbetreibers / Installateurs über die Konformität der Anlageneigenschaften mit den netztechnischen Anforderungen zur Voraussetzung für die Bonuszahlung gemacht werden. Eine Regelung der Zuschlagsvoraussetzungen durch eine Verordnung bietet den Vorteil, dass die Zahlungsvoraussetzungen flexibler an den aktuellen Stand der Technik angepasst werden können.

Besser als ein Systemdienstleistungs-Bonus, wie ihn die §§ 64 und 66 EEG-Entwurf vorschlagen, kann die Förderung der Direktvermarktung zu einer bedarfsgerechten und systemstützenden Einspeisung beitragen (vgl. Frage 2 der Grünen in diesem Block). Diese Förderung kann über Marktprämien Anreize zur Steuerung der Einspeisung durch Ausnutzung bestehender Speicher und zu Investitionen in die Schaffung von zusätzlichen Speicherkapazitäten setzen. Hierzu ist zunächst eine Gleichbehandlung der direkten und der nach Speicherung eingespeisten regenerativen Energie herzustellen. Um die Wirkungsgradverluste, die zumindest bislang im Rahmen der Zwischenspeicherung entstehen, abzdämpfen, könnte eine gezielte Förderung für eine nachweislich systemstützende Zwischenspeicherung eingeführt werden. Allerdings handelt es sich hierbei nur um ein Kurieren an den Symptomen. Grundsätzlich bietet deshalb vor allem die Ausgestaltung der Direktvermarktung den wesentlich zielführenderen Anreiz für eine anforderungsgerechte und damit systemstützende Betriebsweise.

5. Welche Auswirkungen wird die Anknüpfung der Vergütung der Wasserkraft an die Voraussetzung „guter ökologischer Zustand“ bzw. „wesentliche Verbesserung des ökologischen Zustands“ in § 23 Abs. 5 Ziff. 2 absehbar haben und wie bewerten Sie dies auch im Hinblick auf Altanlagen mit historischen Wasserrechten?

Antwort:

Die wasserrechtliche Bewilligungspraxis für Wasserkraftanlagen muss den Landeswassergesetzen entsprechen, die wiederum die EG-Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) umgesetzt haben. Vor diesem Hintergrund wird die Anknüpfung der Vergütung an die Voraussetzungen „guter ökologischer Zustand“ bzw. „wesentliche Verbesserung des ökologischen Zustands“ keine den Vorgaben der WRRL bzw. der Wassergesetze der Länder widersprechende Wirkung zeigen und kann daher entfallen.

6. Zur Nutzung des energetischen Potentials der Abwärme bestehender Biogasanlagen werden insbesondere räumlich begrenzt einsetzbare KWK-Anwendungen und zur Erweiterung der räumlichen Reichweite so genannte Mikrogasnetze diskutiert. Wie hoch ist der Anteil der Biogasanlagen, die im Rahmen dieser Möglichkeiten erfasst sind, und gibt es Ihrer Einschätzung nach – jenseits der genannten Lösungen – Möglichkeiten, um die entstehende Abwärme sinnvoll – beispielsweise zur Stromerzeugung zu nutzen?

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

Fragen der Fraktion DIE LINKE.

1. Stellt die im Gesetzentwurf vorgesehene Ausgestaltung von Vergütung und Degression eine gleichwertige Förderung der technologischen Innovation bei allen erneuerbarer Energietechniken sicher? Sehen Sie einzelne erneuerbare Energien in ihren Entwicklungspotentialen benachteiligt?

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

2. Wie beurteilen Sie die Vergütungs- und Degressionssätze im einzelnen bei:
- Wasserkraft, insbesondere in Hinblick auf Naturschutzinteressen und die Modernisierung bestehender Anlagen?
 - Biomasse, insbesondere in Hinblick auf die tatsächliche Klimagasminderung (Nachhaltigkeit) und die Konkurrenz zu Biokraftstoffen und zur Nahrungsmittelproduktion?
 - Geothermie, insbesondere mit Blick auf die enormen Potentiale und den marktfernen Entwicklungsstand?
 - Windenergie, insbesondere bezüglich des Repowerings, des schleppenden Ausbaus an Land und des Anspruchs eines zügigen Offshore-Ausbaus?
 - Photovoltaik, insbesondere in Hinblick auf die Entwicklungen im Dünnschichtbereich?

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

3. **In welchem Umfang bestehen bei der Wasserkraft noch Ausbaupotenziale, die ökologisch vertretbar sind? Werden beim Ausbau ökologische Kriterien ausreichend berücksichtigt, ist eine leistungsbezogene Größenbegrenzung in der EEG-Förderung aus ökologischen Gründen wünschenswert?**

Antwort:

Die Ausbaupotenziale zur Nutzung der Wasserkraft wurden in wissenschaftlichen Studien bereits zur EEG-Novelle 2004 untersucht, die Unterlagen liegen den Ministerien und dem Deutschen Bundestag vor. Bei der Ermittlung der Potenziale wurden die ökologischen Anforderungen auf Basis der EG-Wasserrahmenrichtlinie berücksichtigt.

Da bei kleineren Anlagen der Aufwand für erforderliche ökologische Maßnahmen einen prozentual höheren Anteil an den Investitionen verursacht als bei großen Anlagen, ist die Staffelung der Vergütungen nach Leistungsklassen gerechtfertigt.

4. **Wie groß ist das Modernisierungspotenzial bei der Wasserkraftnutzung? Welche Leistungssteigerungen sind hier noch zu erwarten? Welche Erfahrungen gibt es bezüglich der Anlagenmodernisierung bei der Verbesserung der Gewässerökologie?**

Antwort:

Siehe hierzu die Antworten zu Frage 3 der Fraktion DIE LINKE in diesem Block. Die Berechnung des Ausbaupotenzials schließt Modernisierungen mit ein.

Da das Landeswasserrecht ökologische Auflagen zusätzlich zu den laufenden Konzessionen festlegen kann, wenn dies im Interesse der Allgemeinheit ist, kann im Einzelfall die Verbesserung der Gewässerökologie auch ohne eine Modernisierung der Wasserkraftanlage induziert werden.

5. **Teilen Sie die Auffassung des Bundesrates, dass es durch § 23 Abs. 5 des Gesetzesentwurfs zu ungerechtfertigten Mitnahmeeffekten beim Umbau von Wasserkraftanlagen kommen kann? Wird der Vorschlag des Bundesrates zur Umformulierung und Ergänzung von § 23 Abs. 5 als zweckdienlich erachtet, diese ungerechtfertigten Mitnahmeeffekte zu minimieren?**

Antwort:

Die denkbaren Mitnahmeeffekte sind durch die Vorgaben des EEG-Regierungsentwurfs stark eingeschränkt worden, so dass hinsichtlich zusätzlicher Nachweise zur ökologischen Gewässerverbesserung kein Handlungsbedarf besteht.

6. **Wie beurteilen Sie bei der Biomasse-Förderung den Nawaro-Bonus mit Blick auf die schwankenden Agrarpreisen? Welche Auswirkungen hat die daraus resultierende Über- bzw. Unterkompensation auf die Förderung einzelner Anlagen? Ist eine flexible Regelung sinnvoll?**

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

7. **Sollte der Nawaro-Bonus zugunsten geänderter Vergütungs- und Degressionssätze aufgehoben werden? Muss der Nawaro-Bonus, wie von Umweltverbänden gefordert, ökologisch qualifiziert werden (Begrenzung des Maisanteils, Verzicht auf Grünlandumbruch, Nachweis von Ausgleichsflächen)?**

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

8. **Inwieweit ist der Einsatz von Gülle in EEG-Anlagen sinnvoll, insbesondere in Hinblick darauf, dass Gülle, die zu den Anlagen transportiert werden muss, zu mindestens 80 Prozent aus Wasser besteht? Reichen die vorgesehenen Regelungen für eine ökologische und klimaschutzbezogene Einbeziehung der Gülle aus oder ist gar ein zusätzlicher Güllebonus sinnvoll?**

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

9. **Reicht die vorgesehene Regelung in der Positivliste aus, um Palm- und Sojaöl von der Verwendung auszuschließen, dass aus Raubbau stammt, zu Vertreibungen von Kleinbauern führt und keinen wirksamen Beitrag zu Klimaschutz leistet?**

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

10. **Aus welchen sachlichen Gründen werden Abfallstoffe aus agrarischer Lebensmittelproduktion bzw. -verarbeitung in der Negativliste aufgeführt? Inwieweit ist eine umfassende Einbeziehung biogener Abfälle, auch aus dem Lebensmittelbereich, in die energetische Verwertung (Positivliste) insbesondere in Hinblick auf die begrenzten Biomassepotentiale erforderlich?**

Antwort:

Hierzu wird auf die Antwort zu Frage 4 der Fraktion der SPD im gleichen Block verwiesen.

11. **Ist es erforderlich, den KWK-Bonus höher auszulegen, um einen ausreichenden Anreiz für die effiziente KWK-Nutzung zu erreichen? Wird die klimaschutzbezogen vorteilhafte Biogasnutzung ausreichend gefördert?**

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

12. **Aus welchen sachlichen und fachlichen Gründen ist bei der Photovoltaik die Absenkung der Vergütung und die deutliche Anhebung der Degression gerechtfertigt? Sind die Innovationsschritte bei der Dünnschicht-Technologie dabei ausreichend berücksichtigt?**

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

1. **Bei welchen Technologien sollten noch Vergütungs- und Degressionsanpassungen vorgenommen werden, vor dem Hintergrund, dass das EEG für die einzelnen Technologie – wenn auch nicht für jeden denkbaren Standort – eine wirtschaftliche Betriebsweise ermöglichen soll?**

Antwort:

Die Degression soll die Kosteneinsparungen durch den technologischen Fortschritt widerspiegeln. Entsprechende Kosteneinsparungen existieren jedoch bei Wasserkraftanlagen nur minimal und werden deshalb durch die Inflation aufgezehrt. Deshalb muss § 20 Absatz 2 Nr. 1 des Regierungsentwurfs gestrichen werden.

Biomasse-Altanlagen, die bereits jetzt ein Wärmekonzept umgesetzt haben, dürfen außerdem bei der Vergabe des KWK-Bonus nach § 66 Abs. 1 Nr. 3 des Regierungsentwurfs nicht benachteiligt werden. Dies entspricht auch einer Forderung des Bundesrates (BT-Drs. 16/8148, S. 213f.). Es ist unverständlich, warum der gegenüber dem geltenden EEG angehobene Bonus nur für Anlagen mit Inbetriebnahme ab Inkrafttreten des neuen EEG gelten soll.

2. **Welche Rolle könnte der Systemdienstleistungsbonus spielen und wie könnte dieser ausgestaltet sein, damit möglichst kosteneffizient möglichst große Kapazitäten eingebunden werden können?**

Antwort:

Mit „Systemdienstleistungs-Bonus“ bezeichnet der EEG-Regierungsentwurf die zusätzlichen Zahlungen an Betreiber von Windenergieanlagen, die dann zu erfolgen

haben, wenn die Anlagen die in einer Verordnung nach § 64 Abs. 1 Nr. 1 EEG-Entwurf hinterlegten Voraussetzungen erfüllen.

Grundsätzlich ist es für die Gewährleistung der Netz- und Systemsicherheit nach §§ 12ff. des Energiewirtschaftsgesetzes erforderlich, dass die in den einschlägigen Regelwerken (VDN-Richtlinien und NetzCodes) festgelegten Systemanforderungen für alle Erzeugungsanlagen – ob EEG-Anlagen oder andere – verpflichtend sind. Daher ist die Zahlung eines Bonus für Anlagen, die diese Anforderungen erfüllen, nicht erforderlich. Sollte jedoch, wie in § 64 Abs. 1 Nr. 1 und § 66 Abs. 1 Nr. 6 EEG-Entwurf vorgesehen, für Alt- bzw. Neuanlagen ein sogenannter „Systemdienstleistungs-Bonus“ ausbezahlt werden, so sollte anstelle der Erklärung des Netzbetreibers – wie derzeit für bestehende Windenergieanlagen vorgesehen – eine Bescheinigung des Anlagenbetreibers / Installateurs über die Konformität der Anlageneigenschaften mit den netztechnischen Anforderungen zur Voraussetzung für die Bonuszahlung gemacht werden.

Besser als ein Systemdienstleistungs-Bonus, wie ihn die §§ 64 und 66 EEG-Entwurf vorschlagen, kann die Förderung der Direktvermarktung zu einer bedarfsgerechten und systemstützenden Einspeisung beitragen. Diese Förderung kann über Marktprämien Anreize zur Steuerung der Einspeisung durch Ausnutzung bestehender Speicher und zu Investitionen in die Schaffung von zusätzlichen Speicherkapazitäten setzen. Hierzu ist zunächst eine Gleichbehandlung der direkten und der nach Speicherung eingespeisten regenerativen Energie herzustellen. Um die Wirkungsgradverluste, die zumindest bislang im Rahmen der Zwischenspeicherung entstehen, abzdämpfen, könnte eine gezielte Förderung für eine nachweislich systemstützende Zwischenspeicherung eingeführt werden. Allerdings handelt es sich hierbei nur um ein Kurieren an den Symptomen. Grundsätzlich bietet deshalb vor allem die Ausgestaltung der Direktvermarktung den wesentlich zielführenderen Anreiz für eine anforderungsgerechte und damit systemstützende Betriebsweise.

3. Sollten die übrigen Erneuerbaren Meeresenergien mit dem Wind-Offshore gleichgestellt, bessergestellt oder schlechter gestellt werden?

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

4. Wie können über das EEG und mit dem EEG verbundenen Verordnungen Anreize gesetzt werden, damit Bioenergie nachhaltig erzeugt und energetisch genutzt wird?

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

5. **Wie können die Anreize des EEGs für einen ökologischen Ausbau der Kleinwasserkraft sowie die Ökologisierung der bestehenden Wasserkraftwerke verbessert werden?**

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

6. **Sollte die Nachhaltigkeit von Pflanzenölen über eine Nachhaltigkeitsverordnung und Zertifizierungen oder über eine Begrenzung der Anlagengrößen bei Pflanzenöl-BHKWs vorgenommen werden und falls letzteres, welche Anlagengrößendifferenzierung ließe sich wissenschaftlich begründen?**

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

III. Markt- und Netzintegration

Fragen der Fraktion der CDU/CSU

1. **Welche Modelle der optionalen Eigenvermarktung (vgl. § 17 EEG-Gesetzentwurf) werden hauptsächlich thematisiert und welche Vor- und Nachteile haben sie für die betroffenen Akteure? Welche Zeitspannen halten Sie für einen Wechsel zwischen optionaler Eigenvermarktung und EEG-Vergütung für sinnvoll?**

Antwort:

Es werden zurzeit verschiedene Fristen für den optionalen Ausstieg bezogen auf die gesetzlichen Vergütungsansprüche nach EEG diskutiert, so u. a. ein täglicher, ein monatsweiser, ein halbjährlicher (EEG-Regierungsentwurf) sowie ein jährlicher Ausstieg. Der BDEW hält einen Ausstiegszeitraum von einem Kalenderjahr für zielführend. Gründe hierfür sind:

- a) Bei kürzeren Ausstiegsoptionen besteht der Anreiz für Anlagenbetreiber, saisonale Preisschwankungen auszunutzen, indem sie z. B. im nachfrageintensiven Zeiträumen (z.B. Winterhalbjahr) zu den hohen Eigenvermarktungspreisen zusätzlich die Vermarktungsprämien erhalten und im preisschwachen Zeiträumen (z.B. Sommerhalbjahr) die fixen Vergütungssätze des EEG wählen. Kürzere Ausstiegsoptionen können somit zu einer Überförderung führen.
- b) Die Vergütungszahlungen nach EEG sowie die Berechnung der vermiedenen Netznutzungsentgelte basieren auf kalenderjährlichen Regelungen, so dass die Festlegung kürzerer Zeiträume den Umsetzungsaufwand bei der Vergütungsberechnung erhöhen würde.

- c) Die kalenderjährliche Option ermöglicht eine hinreichende Prognostizierbarkeit der EEG-Belastungen und somit auch der EEG-Umlage. Nur hierdurch kann die korrekte Bewirtschaftung des EEG-Bilanzkreises nach § 11 StromNZV ermöglicht werden.
- d) Kürzere Zeiträume behindern die Marktintegration der Erneuerbaren, da insbesondere die Windenergieeinspeisung mit saisonalen Schwankungen erfolgt und eine Marktintegration daher nur möglich ist, wenn sämtliche Marktphasen „mitgenommen“ werden.
- e) Eine sinnvolle Portfoliobildung ist nur mit kontinuierlicher Vermarktung der Erneuerbaren Energien möglich.

[r1]

Ein stundenweiser Ausstieg ist nicht zielführend, da die Kriterien für die Direktvermarktung, u.a. der Anreiz für eine bessere Systemintegration der Erneuerbaren, nicht erfüllt werden. Es käme lediglich zu einem erlösmaximierenden Hin- und Herspringen zwischen der EEG-Vergütung und dem Markt, dem sogenannten „Rosinenpicken“. Die Marktfähigkeit der Erneuerbaren wird erst dann gefördert, wenn sie Vermarktungserfahrungen über einen längeren Zeitraum sammeln; zudem würde die Prognose der EEG-Strommengen und EEG-Vergütungszahlungen sowie die Abwicklung (Bilanzkreis-Zuordnung) sehr viel aufwändiger als heute werden; es ist zudem zu bedenken, dass untermonatige Bilanzkreiswechsel derzeit nicht möglich sind.

2. **Welche Modelle der optionalen Eigenvermarktung (vgl. § 17 EEG-Gesetzentwurf) werden derzeit hauptsächlich in der politischen Diskussion thematisiert und welche Vor- und Nachteile haben sie für die betroffenen Akteure, sollte es eine Prämie für die optionale Eigenvermarktung (Marktprämie) geben und welche Zeitspannen halten Sie für einen Wechsel zwischen optionaler Eigenvermarktung und EEG-Vergütung für sinnvoll?**

Antwort:

Hierzu wird auf die Frage 1 der Fraktion der CDU/CSU in diesem Block verwiesen.

3. **Welche Anreize könnten für eine stärker nach dem Strombedarf ausgerichtete Förderung von EEG-Strom geschaffen werden? Wie ist dabei ein finanzielles Bonus- bzw. ein finanzielles Bonus/Malus-System zu bewerten und wie könnte es ausgestaltet werden?**

Antwort:

Ein effizientes System für eine stärkere Bedarfsorientierung des EEG-Stroms muss an ein Signal gekoppelt sein, das die tatsächliche Stromnachfrage widerspiegelt. Das effizienteste Signal dafür ist der Marktpreis. Denn der Marktpreis führt Stromnachfrage und Stromangebot zusammen. Wird mehr Strom im System benötigt, steigt der Preis. Wird weniger Strom benötigt, sinkt er. Daher muss ein sinnvolles Konzept zur stärken Bedarfsorientierung den Marktpreis zum Signal haben. Das durch den BDEW entwickelte

Modell für die Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien erfüllt diese Bedingung. Es setzt Anreize, dass Anlagenbetreiber künftig dann ihren EEG-Strom anbieten, wenn mehr Strom im System benötigt wird. Denn die Direktvermarkter werden das Ziel verfolgen, möglichst hohe Erlöse durch eine Verstärkung der Einspeisung und/oder eine Platzierung ihrer Produktion zu Hochpreiszeiten beispielsweise an der EEX zu realisieren. Damit reagieren die Anlagenbetreiber indirekt auf die Veränderungen der Stromnachfrage.

Eine Vermarktungsprämie ist in diesem Modell wichtig und angesichts der höheren Marktrisiken auch angemessen.

Durch eine Direktvermarktung können gleichzeitig Wege entwickelt werden, wie EEG-Anlagen nach Auslaufen der Förderung im Markt agieren können und so ihren Strom nachfrageorientiert absetzen können. Die Vermarktungsprämie sollte in der Regel unter dem bisherigen „Veredelungsaufwand“ der ÜNB liegen, womit das BDEW-Modell volkswirtschaftlich auch noch kostengünstiger als die bisherige Regelung wäre.

Bei einem Bonus/Malus-System werden dagegen im Gesetz oder einer Verordnung Zeiträume festgelegt, wann eine Stromeinspeisung stärker oder weniger gewünscht ist. Dies ist ein statisches System, welches nicht direkt mit dem Bedarf gekoppelt ist. Dies wird zu einer mehr oder weniger starken Fehlsteuerung der Erzeugung führen. Auch würde ein solches System Anlagen in keiner Weise auf die Zeit nach Auslaufen der Förderdauer vorbereiten. Daher wird der Nutzen eines Bonus/Malus-Systems als äußerst beschränkt eingeschätzt.

4. Welche Möglichkeiten sehen Sie, die Beschaffung von Regelenergie für unabhängige Marktteilnehmer zu öffnen?

Antwort:

Die Ausgestaltung der Bereitstellung von Regelenergie ist kein Thema für das EEG und ist bereits ausreichend im EnWG und zugehörigen Verordnungen sowie in ergänzenden Festlegungen der BNetzA geregelt.

Das genannte Ziel kann durch eine diskriminierungsfreie und marktbasierende Ausschreibung auf zentraler Plattform garantiert werden, in Kombination mit einer hohen Liquidität der Ausschreibungsverfahren durch kleine Losgrößen, möglichst kurzen Ausschreibungszeiträumen und einheitlichen Präqualifikationsverfahren. Da die gemeinsame Ausschreibung durch die ÜNB derzeit auf www.regelleistung.net gemäß den Festlegungen der Bundesnetzagentur nach diesen Bedingungen realisiert wird, ist das Ziel einer Öffnung der Beschaffung von Regelenergie für unabhängige Marktteilnehmer hinreichend gewährleistet.

Grundsätzlich ist mit einer Ausgestaltung der Direktvermarktung bereits der Weg zur Integration der Erneuerbaren in den Strommarkt gegeben, da die Betreiber sich dann im Rahmen des allgemeinen Energiewirtschaftsrechts an den Ausschreibungen beteiligen

können. Generell ist jedoch Voraussetzung, dass die technischen Bedingungen für die Bereitstellung von Regelenergie eingehalten werden können.

5. Wie könnten Anreize zum Betrieb von virtuellen- bzw. Kombikraftwerken gegeben werden?

Antwort:

Durch die vom BDEW vorgeschlagene Direktvermarktungsregelung besteht bereits die Möglichkeit, die dann direktvermarktenden Anlagen (virtuelle Kraftwerke/ Kombikraftwerke) gemeinsam einzusetzen und mögliche Synergieeffekte bzw. die optimierte Steuerbarkeit der einzelnen Anlagen zu nutzen. Wenn der gewünschte Ausbau von virtuellen Kraftwerken durch das EEG über die Vermarktungsprämie explizit gefördert werden soll, sind u.a. Regelungen über die Zuweisung der einzelnen Anlagen zu den (EEG- bzw. Händler-) Bilanzkreisen erforderlich.

Fragen der Fraktion der SPD

1. Gewichten Sie Netz- und Marktintegration mit Blick auf die Erreichung der Ausbauziele, der starken Netzauslastung und zahlreichen existierenden Netzengpässen in Deutschland sowie aufgrund der Erfahrungen mit der Liberalisierung des deutschen Energiemarktes?

Antwort:

Netz- und Marktintegration hängen unmittelbar zusammen: Die Marktintegration kann nur gelingen, wenn eine Netzintegration erfolgt. Dem Netzausbau zur Übertragung der regenerativen Energie ist dabei Vorrang einzuräumen. Nur wenn der Strom zuverlässig (durch den Anlagenbetreiber) bereitgestellt und zu den Verbrauchsschwerpunkten transportiert werden kann, ist eine Marktintegration möglich. Andererseits ist die Bereitschaft zur Netz- und Marktintegration nur dann gegeben (siehe BDEW-Modell zur Direktvermarktung), wenn entsprechende Anreize für den Anlagenbetreiber gesetzt werden, sich dafür zu engagieren. Hierzu müssen über das Vergütungssystem Anreize geschaffen werden. Die derzeitige gesicherte Mindestvergütung, ebenso wie die vorgeschlagenen Entschädigungszahlungen gemäß § 12 EEG-Entwurf sind mit Blick auf die allgemein angestrebte Marktintegration sogar kontraproduktiv.

Zur Vermeidung/Reduzierung von Netzengpässen durch Einspeisung aus Erneuerbaren Energien reichen angesichts der hohen erforderlichen Transportleistungen in die Verbrauchszentren die angesprochenen Speichermaßnahmen nicht aus. Darüber hinaus ist ein Ausbau der Netze erforderlich (siehe u.a. dena-Studie 2005). Dieser kann jedoch nur dann zügig erfolgen, wenn die erforderlichen Genehmigungsverfahren beschleunigt werden.

Eine Marktintegration der Erneuerbaren Energien kann eine Wirkung auf die Engpasssituation haben, wenn dadurch Signale für entsprechende Standortentscheidungen oder für das Einspeiseverhalten ausgelöst werden. Hierfür sind, wie oben dargestellt, Anreizsysteme für eine bedarfsorientierte Einspeisung erforderlich.

2. **Ist für eine verstärkte Direkt- und Eigenvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien die Schaffung von neuen Fördermechanismen bzw. parallelen Fördersystemen notwendig? Welche Möglichkeiten sehen Sie innerhalb des bestehenden EEG-Förderrahmens solche Anreize zu setzen?**

Antwort:

EEG-Anlagenbetreiber können zurzeit ihr „Stromerzeugungsprodukt“ in der Regel in einem wettbewerblichen Markt nicht absetzen. Dies liegt zum einen an ihrer heute noch fehlenden Wettbewerbsfähigkeit, zum anderen am großen Anteil fluktuierender Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (Wind, Sonne).. Eine Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien ist aus einer Reihe von Gründen erstrebenswert und notwendig: es werden Anreize zur bedarfsgerechten Einspeisung gesetzt, die Entwicklung von Lösungen im Umgang mit stochastischer Einspeisung wird angeregt, es werden Konzepte zur Vermarktung von EEG-Strom nach Auslaufen der Förderhöchstdauer entwickelt. Daher sind gezielte Anreize zu schaffen, die für Anlagenbetreiber die Eigenvermarktung attraktiv machen. Die für die Anlagenbetreiber entstehenden Risiken eines schwankenden Strompreises und der fluktuierenden Stromeinspeisung sind zu reduzieren. Dafür hat der BDEW mit Unternehmen aus allen Wertschöpfungsstufen und Größenklassen ein Modell entwickelt. Bei der Umsetzung dieses BDEW-Vorschlages handelt es sich nicht um „neue Fördermechanismen bzw. parallele Fördersysteme“, sondern lediglich um eine „Verschiebung“ der Verstetigungsleistung (sowie der Vergütung dieser Leistung) vom ÜNB bzw. VNB auf den Anlagenbetreiber. Ein paralleles Fördersystem ist bei Umsetzung des BDEW-Vorschlages folglich nicht notwendig, .

3. **Welche Regelungen müssen im EEG verankert werden, um die bisher mittelständisch geprägten Akteure im Bereich der Erneuerbaren Energien kurz- und mittelfristig zu befähigen, am Strommarkt teilzunehmen und mittelfristig neue Wettbewerber bei der Energieversorgung zu werden?**

Antwort:

Durch den BDEW-Vorschlag zur Regelung der Direktvermarktung im EEG ist sichergestellt, dass mittelständisch geprägte Akteure befähigt werden, am Strommarkt teilzunehmen (siehe hierzu auch Antwort auf Frage 1 der Fraktion CDU/CSU in diesem Block). Dies bedeutet, dass Preisrisiken und Risiken aus der fluktuierenden Einspeisung reduziert werden müssen. Dafür bietet der Vorschlag des BDEW Lösungen, die volkswirtschaftlich kosteneffizient sind und dennoch dem EE-Anlagenbetreiber Investitionssicherheit geben.

4. **Welcher Zeitraum sollte für eine Voranmeldung der Direktvermarktung durch EEG-Anlagenbetreiber vorgesehen und für welchen Mindestzeitraum sollte eine Direktvermarktung des Stroms aus Erneuerbaren Energien ermöglicht werden?**

Antwort:

In Bezug auf den Mindestzeitraum, für welchen eine Direktvermarktung des Stromes aus Erneuerbaren Energien ermöglicht werden sollte, wird auf die Antwort zu Frage 1 der Fraktion CDU/CSU verwiesen.

Die Voranmeldung zur Direktvermarktung sollte jeweils zum 15. September des Vorjahres mit Angabe der insgesamt aus der EEG-Vergütung „aussteigenden“ Leistung erfolgen. Auf diese Weise ist sichergestellt, dass bis zur Festlegung der einheitlichen EEG-Umlage für das nachfolgende Kalenderjahr am 30. September jeden Jahres klar ist, welche EEG-Anlagen am festen Einspeisesystem partizipieren und welche in das Direktvermarktungssystem herausoptieren. Nur auf diese Weise kann die korrekte Bewirtschaftung des EEG-Bilanzkreises nach § 11 StromNZV ermöglicht werden.

5. **Wie müssten mögliche Anreize ausgestaltet werden, damit Anlagenbetreiber Markterfahrungen sammeln können? Wie können diese Vorgaben verändert werden, wenn es zu gleichzeitigen Änderung bei der zeitlichen Vorgaben der Profilbildung und -wälzung und/oder des Wälzungsmechanismus kommt?**

Antwort:

Zur Frage der Anreize für Markterfahrungen wird auf die Antwort zur Frage 1 der CDU/CSU-Fraktion in diesem Block verwiesen.

Eine Veränderung des Wälzungsmechanismus ist dringend erforderlich, da das heutige System die Entwicklung des Wettbewerbs im Vertrieb hemmt. Die Problematik der Prognoserisiken der Vertriebsgesellschaften im heutigen System wird von allen Akteuren erkannt. Diese Risiken übersteigen teilweise die Margen der Lieferanten und sind daher besonders für weniger finanzstarke, kleinere Akteure wie Stadtwerke und Newcomer schwer zu schultern. Es besteht ein breit abgestimmter Konsens für einen Verzicht auf die physikalische Wälzung von den Übertragungsnetzbetreibern zu den Vertrieben.

Ein stabiles Wälzungsverfahren ist, ob das System verändert wird oder nicht, nur mit längeren Abmeldefristen erreichbar. Ein Ausstieg von einem Tag oder gar einigen Stunden führt zu starken Risiken bei den EEG-Strommengen im Wälzungsverfahren. Daher befürwortet der BDEW einen Ausstieg zur Direktvermarktung von einem Jahr.

6. Führt die Einführung einer Direktvermarktungsmöglichkeit direkt oder indirekt zu einer Erhöhung der Kosten für die Verbraucher und wie kann dies u.U. verhindert werden?

Antwort:

Bei einer Umsetzung des durch den BDEW vorgeschlagenen Modells für die Direktvermarktung kann nach ersten Berechnungen mittel- und langfristig mindestens^[r2] eine volkswirtschaftliche Kostenneutralität erreicht werden:

- a) Wählen Anlagenbetreiber die Direktvermarktung, erhalten sie keine Einspeisevergütung mehr. Daher sinkt an dieser Stelle die Belastung der Verbraucher.
- b) Dagegen erhalten die Anlagenbetreiber eine Vermarktungsprämie. Diese Prämie soll die Anlagenbetreiber so stellen, dass die Erlöse aus dem Markt und der Prämie der Einspeisevergütung entsprechen. In die EEG-Umlage der Verbraucher, die auf der Stromrechnung ausgewiesen wird, fließt allerdings nur die Prämie, nicht der Markterlös ein. Daher wird diese Umlage durch die Direktvermarktung sinken.
- c) Zusätzlich berücksichtig die Vermarktungsprämie den Aufwand der Anlagenbetreiber, die kurzfristigen Änderungen der Einspeisung auszugleichen (besonders relevant bei Wind- und Solar-Strom). Allerdings lag diese Aufgabe vorher bei den Übertragungsnetzbetreibern und bildet einen Teil der sogenannten Veredelung der EEG-Strommengen. Daher entstehen hier keine neuen Belastungen der Verbraucher. Nur der Empfänger der Zahlungen für den Ausgleich der Schwankungen ändert sich.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Gesamtbelastung der Verbraucher durch die Direktvermarktung nicht steigt. Der Anreiz zur Einspeisung in Zeiten mit hohen Strompreisen kann sogar dazu führen, dass der Strompreis in dieser Zeit etwas zurückgeht.

Fragen der Fraktion der FDP

1. Was ist Ihrer Meinung nach unter dem Begriff der „wirtschaftlichen Unzumutbarkeit“ in § 9 Abs. 3 zu verstehen?

Antwort:

Gemäß der ganz herrschenden Meinung in Rechtsprechung und Literatur ist die wirtschaftliche Zumutbarkeit einer Netzausbaumaßnahme als Ausprägung des verfassungsrechtlichen Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes bei der Beeinträchtigung der Grundrechte des Netzbetreibers aus Art. 12 und 14 des Grundgesetzes anzusehen (Bundesgerichtshof, Urteil vom 18. Juli 2007, Az. VIII ZR 288/05; Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, § 4 Rdn. 61; Reshöft, in: Reshöft/Steiner/Dreher, EEG, § 4 Rdn. 25ff.). Hiervon geht auch der Gesetzgeber aus (BT-Drs. 15/2864, S. 34 zu § 4 Abs. 2). Dies bedeutet, dass die Beeinträchtigung einzelfallspezifisch gegen die Belange des Gemeinwohls aufgewogen werden muss (BVerfGE 95, S. 173, 183; 87, S.

155, 162; 70, S. 1, 28). Diese Belange sind mit Rücksicht auf die Klimaschutzwirksamkeit der einzelnen, den Netzausbau verursachenden EEG-Anlage zu beurteilen. Eine pauschalierte Betrachtungsweise, insbesondere mit Referenz auf die Anlagenerrichtungskosten, scheidet gemäß der vorstehend genannten, ständigen Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts und gemäß der Rechtsliteratur aus (Salje, EEG, 4. Aufl., § 4 Rdn. 45 ff.; Reshöft, in: Reshöft/Steiner/Dreher, EEG, § 4 Rdn. 26 ff.; Langbein/Weißenborn, RdE 2008, S. 23ff.; Weißenborn, in: Schmidt-Schlaeger/Zinow, „Grundlagen des Energierechts“, S. 128; Jahn, IR 2004, S. 199, 200).

2. **Wie bewerten Sie die Zielsetzung, die Anreize und Regelungen zur so genannten Eigenvermarktung von regenerativ erzeugtem Strom zu verbessern bzw. zu intensivieren und wie bewerten Sie die dazu vorgesehenen Regelungen? Gibt es weitere Modelle und Möglichkeiten, um die Eigenvermarktung voranzubringen, und wie beurteilen Sie die dazu vorgesehenen Regelungen sowie ggf. weitere Modelle und Möglichkeiten aus Verbrauchersicht?**

Antwort:

Der BDEW begrüßt ausdrücklich die Zielsetzung, Anreize zur Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien zu verbessern, da nur so eine tatsächliche Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erfolgen kann.

Die im Regierungsentwurf vorgesehene Regelung für einen halbjährlichen Ausstieg aus dem EEG kann dahingehend optimiert werden, dass diese Frist auf ein Kalenderjahr ausgedehnt wird. Zu den Vorteilen einer kalenderjährlichen Ausstiegsoption wird auf die Frage Nummer 1 der CDU/CSU-Fraktion im gleichen Block verwiesen.

3. **Die Nachteile der Regelung des § 17 (Eigenvermarktung) sollen durch Bonuszahlungen ausgeglichen werden, deren Höhe durch eine Rechtsverordnung ausgestaltet werden soll (vgl. Gesetzesbegründung zu § 17 Abs. 2). Wie bewerten Sie diese Regelung im speziellen und wie bewerten Sie die im Gesetzentwurf vorgesehenen Verordnungsermächtigungen im Allgemeinen aus Sicht der gewerblichen Stromabnehmer, der in der EE-Branche tätigen und investierenden Unternehmen sowie aus Verbrauchersicht?**

Antwort:

Grundsätzlich sollten die Eckpunkte im Gesetz geregelt werden als Richtschnur für die Verordnung

4. **Welche Gründe sprechen für die aktuell vorgesehene Anzeigefrist („Kalendervierteljahr“), was spricht für eine Verkürzung bzw. Verlängerung der Frist für Wahl der Eigenvermarktung (§ 17 Abs. 2 u. 3) und wie bewerten Sie den damit verbundenen Verlust des Vergütungsanspruchs für die Dauer des gesamten Kalenderhalbjahrs?**

Antwort:

Der Wechsel zwischen Eigenvermarktung und EEG-Vergütung muss bis zum 15. September des Vorjahres angemeldet werden, um eine hinreichende Prognostizierbarkeit der EEG-Belastungen und somit auch der EEG-Umlage zu erreichen. Nur auf diese Weise kann die korrekte Bewirtschaftung des EEG-Bilanzkreises nach § 11 StromNZV ermöglicht werden.

In Bezug auf den Zeitraum für den Ausstieg aus dem EEG wird auf die Antwort zu Frage 1 der CDU/CSU-Fraktion in diesem Block verwiesen.

5. **Wie bewerten Sie die vorgesehene Regelung zur Schwelle für einen Erhalt des so genannten Technologie-Bonus, und sind Sie der Auffassung, dass die vorgesehene Regelung in hinreichendem Maße Technologieoffenheit gewährleistet, um einen Wettbewerb um die Markteinführung der jeweils zukunftssträchtesten Technologien zu gewährleisten?**

Antwort:

Der Technologiebonus sollte auf Anlagen bis zu einer Größe von 20 MW ausgeweitet werden, um Großanlagen wirtschaftlich nicht schlechter zu stellen als Kleinanlagen. Außerdem sollte Strom, der für die Verdichtung des aufbereiteten und konditionierten Biogases zur Ermöglichung der Einspeisung in das Erdgasnetz verwendet wird, beim maximalen Stromverbrauch nach Anlage 1 Nr. 1a nicht berücksichtigt werden. Schließlich sollte das Flüssiggas, welches zur Konditionierung des Biogases verwendet wird, um das Gas in das Gasnetz einspeisen zu können, gleichfalls als Biogas vergütet werden. Eine entsprechende Zumischung von Flüssiggas ist technisch zwingend erforderlich. Zudem kann das Flüssiggas nicht aus Biomasse erzeugt werden. Der maximale Anteil des zugemischten Flüssiggases beträgt außerdem nur 5 %. Hierdurch ist eine unbürokratische und einfache Handhabung gegeben.

Anlage 1 Nr. 1 a und b müssen darüber hinaus dahin gehend geändert werden, dass die maximalen Methanemissionen in die Atmosphäre bei der Aufbereitung 2,0 Prozent und ein maximaler Stromverbrauch für die Aufbereitung 1,0 Kilowattstunden pro Normkubikmeter Rohgas betragen dürfen. Die Anforderungswerte für die Biogasaufbereitung sind mit aktuellen, am Markt erhältlichen Anlagen nicht oder nur sehr eingeschränkt erreichbar. Der Ausbau der Biogas-Nutzung würde dadurch stark eingeschränkt werden. Die vorgeschlagenen Änderungen würden dagegen den aktuellen Stand der Technik wieder geben. Der Gesetzeswortlaut kann dagegen künftig zur

Berücksichtigung der technischen Weiterentwicklung im Rahmen des Monitoring-Verfahrens angepasst werden. Außerdem sollte erwogen werden, die Vorgaben von Anlage 1 Nr. 1 an das EEWärmeG anzupassen, das anstelle von Prozentwerten den „Stand der Technik“ vorgeben soll.

Hinsichtlich der Wirkungsgradvorgaben in Anlage 1 Nr. 3 ist festzuhalten, dass gerade hocheffiziente Brennstoffzellen i.d.R. einen elektrischen Wirkungsgrad von rd. 35% haben und überwiegend wärmegeführt werden. Das ist aktueller Stand der Technik. Wenn der Gesetzgeber die technologische Weiterentwicklung fördern möchte, dann muss er das Kriterium staffeln. Derzeit sind 45 %, wie in Anlage 1 Nr. 3.b vorgeschlagen, für Brennstoffzellen zu hoch, da die Technologie diesen Entwicklungssprung noch nicht gemacht hat.

6. **Sind Ihnen EE-Technologien bekannt, die in der Praxis mindestens jenen elektrischen Wirkungsgrad erreichen, der im Gesetzentwurf als notwendige Voraussetzung für eine Erzielung des so genannten Technologie-Bonus verlangt wird wenn ja, um welche Anlagen handelt es sich in welche quantitative Rolle spielen diese Anlagen auf den Märkten jetzt oder in absehbarer Zukunft?**

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

Fragen der Fraktion DIE LINKE.

1. **Welche konkreten Vor- und Nachteile ergeben sich aus der Eigenvermarktungsregelung im Gesetzentwurf? Sehen Sie in der Regelung die Gefahr der „Rosinenpickerei“ oder ist das Instrument eine Chance für regionale Wertschöpfung? Untergräbt die Eigenvermarktung die Intention des EEG, zur gleichwertigen Förderung und Marktheranführung aller erneuerbarer Technologien?**

Antwort:

Der im Regierungsentwurf zurzeit vorgesehene Ausstiegszeitraum aus dem EEG von einem halben Jahr ist auf lange Sicht eine suboptimale Lösung. Von Seiten des BDEW wird eine kalenderjährliche Ausstiegsfrist befürwortet. In Bezug auf die Begründung hierzu sei an dieser Stelle auf die Frage Nummer 1 der CDU/CSU-Fraktion verwiesen. Allgemein kann festgehalten werden, dass die Gefahr des "Rosinenpickens" umso größer ist, je kürzer die Anmeldezeit für die Eigenvermarktung ist.

2. **Von welchen Anlagentypen (Art, Größe, Alter) ist zu erwarten, dass von der Eigenvermarktung gebrauch gemacht wird? Von welchem Nutzungsumfang ist insgesamt auszugehen?**

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

3. **Ist die Einführung einer Eigenvermarktung im EEG überhaupt notwendig zur Erreichung der in Paragraph 1 aufgeführten Ziele?**

Antwort:

Der Paragraph 1 Absatz 1 des EEG führt als „Zweck dieses Gesetzes“ aus, dass es „insbesondere im Interesse des Klima-, Natur- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung“ ermöglichen soll.

Eine Energieversorgung kann nur nachhaltig sein, wenn sie die Kriterien der Wirtschaftlichkeit, der Versorgungssicherheit, der Umweltverträglichkeit sowie der Sozialverträglichkeit erfüllt. Bei einem angestrebten Anteil von 30% Erneuerbarer Energien in 2020 (50% in 2050) ist deren Markt- und Systemintegration unbedingt erforderlich, um die o.g. Kriterien für eine nachhaltige Energieversorgung zu gewährleisten.

Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

1. **Welche Vorteile brächte ein einheitlicher Raum für Regelenergie?**

Antwort:

Derzeit ist ein gemeinsamer Einsatz der Regelenergie durch die vier deutschen ÜNB durch die Ausschreibungs- und Verwendungspraxis bereits gewährleistet.^[BD3].

Weitergehende Maßnahmen oder gar eine – hin und wieder geforderte – physische Zusammenlegung der Regelzonen ist nicht notwendig.

Grundgedanke der Zusammenarbeit innerhalb der UCTE ist ein dezentraler Ansatz: Jeder Übertragungsnetzbetreiber ist verantwortlich für die Systemsicherheit und Systembilanz in seinem Teil des europäischen Übertragungsnetzes. Dieser Ansatz garantiert, dass Störungen regional begrenzt werden und auch bei Teilung des Synchronverbundes die einzelnen asynchronen Netzteile weiterbetrieben werden können. Insbesondere der Betrieb einer Vielzahl von Regelzonen mit ihrer regionalen Bilanzierung stellt dabei vergleichbar einer Vielzahl von „Sicherheitszellen“ das Rückgrat der Versorgungssicherheit dar. Hierbei ist auch die o. g. Größe der einzelnen deutschen Regelzonen im europäischen Vergleich zu beachten. ^[BD4]

2. **Gibt es im Regierungsentwurf Besserstellungen von Neuanlagen gegenüber Altanlagen, die wettbewerbsverzerrende Wirkungen für die einzelnen Anlagenbesitzer mit sich bringen, und falls ja, wie sollte diese Wettbewerbsverzerrung ausgeschlossen werden, ohne einerseits den Neubau zu verhindern und ohne andererseits Mitnahmeeffekte zu bewirken, die nicht lediglich höhere Kosten ausgleichen?**

Antwort:

Keine Stellungnahme seitens BDEW.

IV. Netzkapazität/Netzausbau

Fragen der Fraktion der CDU/CSU

1. **Welche Vor- und Nachteile hat die Härtefallregelung für Anlagenbetreiber gem. § 12 EEG-Gesetzentwurf jeweils für die betroffenen Akteure und wie ist die Ausgestaltung zu bewerten?**

Antwort:

Da die „Härtefallregelung“ nach § 12 des Gesetzentwurfs keinen bundesweiten Ausgleich der Entschädigungszahlungen vorsieht, würde sie zu massiven Benachteiligungen der Netzbetreiber in den Regionen führen, in denen aufgrund der starken Einspeisungen aus Windenergieanlagen zeitweise ein Herunterregeln der Anlagen erforderlich ist. Unter der Voraussetzung, dass die Kosten im Rahmen der Netzentgeltgenehmigungen bzw. der Anreizregulierung anerkannt werden, ist mit einem Anstieg der Netzentgelte der betroffenen Netzbetreiber zu rechnen. Dies würde nicht hinnehmbare Standortnachteile für die betroffenen Regionen bedeuten.

Die Regelung in § 12 EEG-Entwurf muss in jedem Falle entfallen, weil sie mit unzumutbaren Kosten für die Netzbetreiber verbunden wäre, die von diesen nicht verursacht worden sind. Eine Schadenersatzverpflichtung des Netzbetreibers für Maßnahmen des Einspeisungsmanagements ist rechtsgrundlos und verstößt deshalb gegen § 12 Abs. 1 Satz 1 GG. Bislang war in Rechtsprechung und Literatur anerkannt, dass ein Einspeisungsmanagement nach § 4 Abs. 3 EEG wie eine prioritätengesteuerte Abschaltautomatik keine Schadenersatzpflichten der Netzbetreiber auslöst. Zudem können wegen der Vergleichmäßigung der Fälle des Einspeisemanagements bei Umsetzung des von BDEW vorgeschlagenen „Cluster-Prinzips“ (vgl. u.a. Stellungnahme vom 15. Januar 2008) keine „Härtefälle“ mehr entstehen.

Außerdem ist die vorgesehene Regelung in der Praxis nicht handhabbar. So ist unklar, wie das Ausmaß des Ausfalls ermittelt werden soll, v.a. bei vermiedener Einspeisung von Strom aus Windenergie.

2. **Halten Sie es für gerechtfertigt, die Netzausbaukosten bundesweit umzulegen – anstelle der bislang gemäß § 14 gültigen Regelung der Umlage lediglich in der betroffenen Regelzone?**

Antwort:

Eine Umlage der Netzausbaukosten besteht derzeit weder bundesweit noch innerhalb der betreffenden Regelzone. Auch der vorliegende Entwurf der Novellierung sieht eine solche Regelung weder bundesweit noch innerhalb der Regelzone vor.

Bei unterschiedlich intensivem Ausbau der Erneuerbaren Energien in verschiedenen Netzgebieten können die Netzbetreiber unterschiedlich stark durch EEG-bedingten Netzausbau betroffen sein. Dies kann zu finanziellen Benachteiligungen und - sofern die Kosten im Rahmen der Netzentgeltgenehmigungen bzw. der Anreizregulierung anerkannt werden - zu unterschiedlich hohen Netzentgelten und somit Standortnachteilen führen. Daher wird in einigen Regionen ein bundesweiter Ausgleich der Netzausbaukosten gefordert.

In jedem Fall ist sicherzustellen, dass für jeden Netzbetreiber gesichert ist, dass die EEG-bedingten Netzausbaukosten im Rahmen der Anreizregulierung als dauerhaft nicht-beeinflussbare Kosten anerkannt werden (vgl. Frage 1 der Fraktion der LINKEN in diesem Fragenblock).

Fragen der Fraktion der SPD

1. **Welche Regelungen halten Sie innerhalb des EEG für notwendig, um die bestehenden Netzkapazitäten besser zu nutzen und auszulasten und um die Pflicht zum unverzüglichen Netzausbau „mit Leben zu füllen“? Wie bewerten Sie diesbezüglich die im Regierungsentwurf vorgeschlagenen Regelungen?**

Antwort:

Die Nutzung der vorhandenen Netzkapazitäten ist keine Aufgabe, die im EEG zu regeln ist, da dies bereits im Rahmen des EnWG in ausreichendem Maße erfolgt.

Die Pflicht zum unverzüglichen Netzausbau ist wirkungslos, solange die entsprechenden Ausbaumaßnahmen in regionalen Verwaltungen verzögert oder verhindert werden.

Generell kann nur ein auch für die regionale Verwaltung bindendes Genehmigungsrecht das Problem der langwierigen Genehmigungsverfahren heilen.

Zur optimalen Nutzung der vorhandenen Kapazitäten in Regionen mit starken Einspeisungen – insbesondere aus Windenergie – ist bis zur Behebung temporärer Netzengpässe durch Netzausbau ein gesetzlich verankertes Erzeugungsmanagement (oder auch „Einspeisemanagement“) dringend erforderlich. Der BDEW schlägt hierzu eine Cluster-Regelung vor, die sowohl den Schutz von Bestandsanlagen garantiert als auch Anreize für die Errichtung weiterer Anlagen aufrechterhält.

Vereinzelt wird gefordert, die bestehenden Stromleitungen in Starkwindsituationen stärker zu belasten, als dies nach heutigen Normen vorgesehen ist. Ein Netzbetreiber

führt hierzu einen Pilotversuch unter der Bezeichnung „Leiterseil-Monitoring“ durch. Grundidee ist, dass bei starkem Wind aufgrund des Kühlungseffekts eine zusätzliche Belastung der Freileitungen unschädlich sei.

Der BDEW weist darauf hin, dass diese Praxis nicht Stand der Technik ist, sondern sich in der Erprobung in einem regional und auf bestimmte Spannungsebenen begrenzten Anwendungsbereich befindet, und dass die Übertragung der Ergebnisse dieses Pilotprojekts auf andere Gebiete aufgrund unterschiedlicher topographischer Bedingungen nicht gewährleistet werden kann. Zudem ersetzen diese Maßnahmen nicht den notwendigen Netzausbau und verlagern oft lediglich Engpässe an andere Stellen des Netzes.

2. **Wie bewerten Sie vor dem Hintergrund der langen Planungs- und Genehmigungszeiten bei der Errichtung elektrischer Leitungen die Möglichkeit, innerhalb des EEG Anreize für die Errichtung sogenannter „Einspeisenetze“ zu setzen?**

Antwort:

Die Förderung von Einspeisenetzen heilt das Problem des erforderlichen Netzausbaus für den überregionalen Transports nicht. Derartige Netze bestehen bereits heute in Regionen, in denen mehrere Windparks gebündelt werden und direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen werden. Das Netzausbauprobem kann nur durch Änderung des Planungs- und Genehmigungsrechts selbst gelöst werden. (siehe auch Antwort zu Frage 1).

3. **Welche Erfahrungen liegen Ihnen bezüglich der Anwendung des sog. Erzeugungsmanagement vor? Wird von den Netzbetreibern die Möglichkeit im bestehenden EEG, durch spezielle Einspeiseverträge vom Vorrangprinzip abzuweichen, in ausreichendem Maße wahrgenommen?**

Antwort:

Die Anwendung des Erzeugungsmanagements setzt voraus, dass die daraus entstehenden Kosten widerspruchsfrei auf die Netzentgelte umgelegt werden können. Gerade dies ist aber nicht gegeben. Demnach bietet die „Freiwilligkeit“ keine Voraussetzungen um derartige Einspeiseverträge einzugehen, da die Wälzbarkeit der Kosten im Widerspruch zur Regulierung der Netzentgelte, insbesondere unter dem Gesichtspunkt der Anreizregulierung steht.

Ein gesetzlich verankertes Einspeisemanagement ist dringend erforderlich, um Rechtssicherheit für Anlagenbetreiber und Netzbetreiber zu schaffen (vgl. Antwort zu Frage 1).

4. **In welchem Umfang kann durch das im Regierungsentwurf vorgesehene technisch optimierte Einspeisemanagement der Umfang der Abregelung von EE-Anlagen verringert werden?**

Antwort:

Der Umfang der Abregelung für jede einzelne Windenergieanlage kann durch eine gruppenweise Behandlung aller Anlagen im betroffenen Netzgebiet, die nach Identifikation eines Netzengpasses an das Netz angeschlossen worden sind, minimiert werden („Cluster-Regelung“). Der BDEW hat alternativ zum derzeitigen § 11 Abs. 2 EEG-Entwurf einen konkreten Gesetzesvorschlag vorgelegt (vgl. BDEW-Stellungnahme 16.001.08 vom 15. Januar 2008, Seite 3).

Fragen der Fraktion der FDP

-

Fragen der Fraktion DIE LINKE.

1. **Reichen die vorgesehenen Regelungen für den Netzanschluss aus? Inwieweit kommt es in der Praxis zu Hemmnissen beim Netzanschluss von erneuerbaren Energie-Anlagen? Sind Ihnen Fälle bekannt, bei denen einzelne Netzbetreiber den Netzanschluss behindern bzw. verzögern? In welcher Höhe entstehen den Anlagenbetreiberinnen und -betreibern vermeidbare betriebswirtschaftliche Schäden oder Zusatzkosten, die mit dem Netzanschluss zusammenhängen?**

Antwort:

Die im Regierungsentwurf enthaltenen Regelungen für den Netzanschluss von EEG-Anlagen sind generell ausreichend. Insbesondere ist es zu begrüßen, dass die Bundesregierung in § 5 Abs. 1 des Regierungsentwurfs die Anwendung der „gesamtwirtschaftlichen Betrachtungsweise“ aus § 4 Abs. 2 Satz 1 des geltenden EEG entgegen den Regelungen im Referentenentwurf wieder eingeführt hat. Mittlerweile ist die Anwendung dieser Regelung durch den BGH und die Untergerichte hinreichend geklärt worden, so dass eine mögliche Streichung nicht aufgrund von Unklarheiten in der Anwendung gerechtfertigt werden kann (zuletzt BGH, Urteil vom 28. November 2007, Az. VIII ZR 306/04, und Urteil vom 18. Juli 2007, Az. VIII ZR 288/05). Außerdem wäre es weder verfassungsrechtlich gerechtfertigt, wenn der Netzbetreiber die Mehrkosten für den Anschluss der Anlage an einem weiter entfernt gelegenen Netzverknüpfungspunkt tragen sollte, noch entspräche es dem Gebot der Wirtschaftlichkeit des Netzausbaus, das im „Meseberg-Beschluss“ des BMWi und BMU enthalten ist. Eine Streichung der „gesamtwirtschaftlichen Betrachtungsweise“ würde dagegen den „scheibchenweise Netzausbau“ geradezu fördern; dem Anlagenbetreiber wäre es nicht im Sinne einer volkswirtschaftlich sinnvollen Kostenminderung aufgegeben, vorausschauend und

Gesamtkosten minimierend zu planen, was wiederum gegen § 1 Abs. 1 des Gesetzentwurfs verstoßen würde.

Da der Netzanschluss von EEG-Anlagen vorrangig und diskriminierungsfrei zu erfolgen hat, besteht keine Grundlage für Behinderungen von Anlagenbetreibern. Allerdings können Anschlussprojekte von EEG-Anlagen verzögert werden, weil sich EEG-Anlagenbetreiber teilweise weigern, die anerkannten Regeln der Technik nach § 49 des Energiewirtschaftsgesetzes beim Anschluss ihrer Anlagen einzuhalten.

Zudem wird darauf hingewiesen, dass im Rahmen von § 11 der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) eindeutig klarzustellen ist, dass Kosten für EEG-bedingten Netzausbau als dauerhaft nicht beeinflussbar behandelt werden, so dass auch künftig ein reibungsloser Netzausbau gewährleistet werden kann.

- 2. Welche konkreten Gründe sind zu benennen, weshalb sich der Netzausbau zulasten erneuerbarer Energien seit Jahren verzögert, insbesondere vor dem Hintergrund, dass die Entwicklung schon vor zehn Jahren absehbar war? Welche Rolle spielen geplante und in Bau befindliche fossile Großkraftwerke, insbesondere in Norddeutschland im Hinblick auf die begrenzte Netzkapazität und den massiven Ausbau der Offshore-Windenergie?**

Antwort:

Das Problem des schleppenden Netzausbaus ist vor allem durch die verwaltungsbedingten Genehmigungsverfahren begründet. Es wird solange Bestand haben, solange der überregionale Ausbau von Netzen auf die regionale Genehmigung angewiesen ist und durch deren Verzögerung oder Verweigerung behindert werden kann. Der Netzausbau wird umso dringlicher erforderlich, je mehr Erzeugungskapazitäten – regenerative wie konventionelle – fern der Verbrauchszentren errichtet werden.]

- 3. Führt die Einschränkung auf die wirtschaftliche Zumutbarkeit beim Netzbetreiber in der Praxis zu Verzögerungen bei der Erweiterung der Netzkapazität? Ist mit Blick auf den Klimaschutz bedingt notwendigen und zügigen Ausbau der erneuerbaren Energien nicht vielmehr die volkswirtschaftliche Notwendigkeit vor die betriebswirtschaftlichen Interessen einzelner Netzbetreiber zu stellen?**

Antwort:

Die Beschränkung der Netzausbaupflichtung der Netzbetreiber durch die wirtschaftliche Zumutbarkeit ist aufgrund entsprechender Einschränkungen der Grundrechte nach Art. 12 Abs. 1 und Art. 14 Abs. 1 des Grundgesetzes verfassungsrechtlich zwingend erforderlich. Hierzu verweisen wir auf die Antwort zu Frage 1 der FDP im Block Nr. III. Außerdem muss der Netzverknüpfungspunkt einer EEG-Anlage mit dem Netz unter Berücksichtigung der volkswirtschaftlich günstigsten

Kostenalternative beurteilt werden. Hierzu verweisen wir auf die Antwort zu Frage 1 dieser Fraktion.

Mit Beginn der Anreizregulierung ist eine Klarstellung notwendig, dass EEG-bedingte Netzausbaukosten als dauerhaft nicht beeinflussbar betrachtet werden, um auch zukünftig einen zügigen Netzausbau zu gewährleisten.

4. Kann es beim Stromabnahmeverrang aus Erneuerbaren Energien zu einer „Vorrangkonkurrenz“ mit Strom aus KWK-Anlagen kommen; wie wäre dies zu vermeiden?

Antwort:

Dieser Vorrangkonflikt bei KWK-Anlagen, die bereits an das Netz des betreffenden Netzbetreibers angeschlossen sind und aufgrund des EEG-Vorrangprinzips und neu angeschlossener EEG-Anlagen nur noch vermindert und zeitweilig gar nicht mehr einspeisen dürfen, besteht bereits in mehreren Netzgebieten, vornehmlich in den neuen Bundesländern. Eine Einspeisungsverminderung bei diesen KWK-Anlagen kann dazu führen, dass die Produktionsstandorte aufgegeben werden müssen, weil die mit dem Strom korrespondierende und produktionsnotwendige Wärme mangels Einspeisungsmöglichkeit des Stroms nicht mehr erzeugt werden kann. Aus diesem Grunde müssen die vertraglich bestehenden Einspeisungsrechte der Anlagenbetreiber geschützt werden. Darüber hinaus muss auch Betreibern von KWK-Anlagen gemäß Art. 8 Absatz 1 der „Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Februar 2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt“ ein vorrangiges Einspeisungsrecht eingeräumt werden, insbesondere gegenüber neu anzuschließenden EEG-Anlagen. Eine Verdrängung von Bestands-KWK-Anlagen durch neue EEG-Anlagen wäre folglich nicht gemeinschaftsrechtskonform. Dies entspricht auch einer Forderung des Bundesrates (BT-Drs. 16/8148, S. 187).

5. Wie hoch ist der Ertragsausfall bei Betreiberinnen und -betreibern von erneuerbaren Stromanlagen durch netzbetreiberseitige Netztrennungen pro Jahr?

Antwort:

Wie die VDN-Verfügbarkeitsstatistik zeigt, ist Deutschland das Land mit dem kürzesten Ausfall der Stromversorgung in Europa. Entsprechend gilt auch für Einspeiser, dass das Netz nur in sehr seltenen Ausnahmefällen nicht zur Verfügung steht.

In Regionen, in denen temporär die maximale Netzkapazität erreicht ist, ist in Ausnahmesituationen ein kontrolliertes Herunterregeln der Anlagen („Erzeugungsmanagement“) im Interesse der Systemsicherheit erforderlich. Die betroffenen Netzbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, die Durchführung dieser Maßnahmen im Internet zu dokumentieren. Die Dauer der Einzelmaßnahmen kann durch die einbezogenen Anlagenbetreiber lückenlos nachvollzogen werden.

[VE5]

6. **Welche konkreten Maßnahmen sollten ergriffen werden, um zum einen kurzfristig und zum anderen bis 2020 das Stromnetz so zu betreiben bzw. auszugestalten, dass zu jederzeit eine ungehinderte Einspeisung des stetig wachsenden Stromanteil aus erneuerbaren Energien gewährleistet ist?**

Antwort:

Grundsätzlich muss das Netz so umgebaut und ausgebaut werden, dass von den künftigen Erzeugungsstandorten der Strom zu den Verbrauchsstandorten transportiert werden kann. Es sind die entsprechenden gesetzlichen Voraussetzungen zu schaffen, die die zügige Planung und Genehmigung von Stromtrassen aller Spannungsebenen gewährleisten. Dazu gehört, dass Investitionen der Netzbetreiber in die Netze durch die Festlegung der Erlösobergrenzen im Rahmen der Anreizregulierung nicht unmöglich gemacht werden.

Anstelle einer einseitigen Fokussierung auf die Ausgestaltung der Netzinfrastruktur sollte die Förderung der Speicherung und der Steuerbarkeit der Elektrizitätsgewinnung aus Windenergie verstärkt in den Blick genommen werden.

7. **Durch welche Maßnahmen sowohl im EEG als auch im EnWG kann der Netzanschluss und die ungehinderte Stromeinspeisung erneuerbarer Energie-Anlagen optimiert werden? Um wie viel höher könnte der Anteil an der Stromversorgung aus erneuerbaren Energien ohne die bestehenden Hemmnisse sein?**

Antwort:

Bei den Maßnahmen ist zwingend erforderlich, dass die volkswirtschaftlich günstigste Netzanschlusslösung gewählt wird und dass der Anlagenbetreiber beim Anschluss der Anlage und deren Betrieb die anerkannten Regeln der Technik nach § 49 des Energiewirtschaftsgesetzes einhält. § 5 Abs. 1 des Regierungsentwurfs muss deshalb beibehalten werden. § 5 Abs. 2 und 3 sowie § 13 Abs. 2 des Regierungsentwurfs müssen mangels praktischer Relevanz und zur Vermeidung von Missverständnissen gestrichen werden. Im Übrigen verweisen wir auf die Antworten zu den Fragen 1 und 3 dieser Fraktion sowie auf die Antwort zu Frage 1 der FDP im Block Nr. III. Zusätzlich müssen im § 11 der Anreizregulierungsverordnung die EEG-bedingten Netzausbaukosten als dauerhaft nicht beeinflussbar definiert werden.

Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

1. **Wie kann der Netzzugang und der Netzbetrieb gestaltet werden, damit die Anlagenbetreiber von den Netzbetreibern nicht diskriminiert werden und die Netzbetreiber im Rahmen des volkswirtschaftlich Sinnvollen genügende Anreize zur Netzoptimierung und zum Netzausbau haben?**

Antwort:

Eine Diskriminierung von Anlagenbetreibern ist bereits heute aufgrund der wirksamen Regulierung nicht gegeben.

Um Anreize für Investitionen in den Netzausbau zu ermöglichen, muss der Staat Rahmenbedingungen schaffen, die bei potentiellen Investoren entsprechende Anreize schaffen. Dies sollte durch die Anreizregulierungsverordnung geschaffen werden. Allerdings sind diese Bedingungen wegen der gegenwärtigen teilweise substanzgefährdender Regulierungsansätze derzeit nicht gegeben, insbesondere mit Blick auf den § 11 der bestehenden Anreizregulierungsverordnung.

V. Umlagemechanismus

Fragen der Fraktion der CDU/CSU

1. **Wie könnte der EEG-Wälzungsmechanismus transparenter und unbürokratischer gestaltet werden?**

Antwort:

Zum heutigen EEG-Wälzungsmechanismus besteht dringender Optimierungsbedarf. Aufgrund systemimmanenter, signifikanter Prognose-Ist-Abweichungen der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien sind erhebliche finanzielle Risiken bei den ÜNB und Vertrieben zu verzeichnen. Das Risiko für die Vertriebe ist existenziell, da es die Vertriebsmarge übertreffen kann. Zudem wirkt es als Markteintrittsbarriere für neue Marktteilnehmer im Stromvertrieb. Und schließlich ist die Berechnung der EEG-Umlage derzeit nur im Nachhinein möglich und variiert von Stromlieferant zu Stromlieferant. Sie ist damit für den Letztverbraucher schwer nachvollziehbar und intransparent. Darüber hinaus unterstützt der heutige Mechanismus die Marktfähigkeit von EE-Strom nicht.

Um einen einfach verständlichen, für alle Marktteilnehmer transparenten und die Marktfähigkeit unterstützenden Mechanismus zu etablieren, der zu einer bundesweit einheitlichen EEG-Umlage gegenüber den Letztverbrauchern führt, hat der BDEW mit dem Positionspapier vom 7. März 2008 einen konkreten Vorschlag zur Vereinfachung und Weiterentwicklung des EEG-Wälzungsmechanismus vorgelegt. Die wesentlichen Punkte hieraus sind:

- Schaffung einer transparenten, rechtssicheren und risikofreien Abwicklung für alle Beteiligten
- Wegfall der physikalischen Wälzung zwischen ÜNB und Vertrieben
- Vermarktung des EEG-Stroms nach dem horizontalen Belastungsausgleich zwischen den vier ÜNB (HoBA) durch per Ausschreibung ermittelte Marktakteure
- Einrichtung und Führung eines zentralen EEG-Kontos durch eine unabhängige Stelle unter Verzicht auf rückwirkende Umlagen, stattdessen rollierendes Verfahren, das dem Wettbewerb/Kundenwechsel Rechnung trägt
- Wälzung weiterer EEG-bedingter Kosten über die EEG-Umlage (insbesondere EEG-Veredelung, Zinsergebnis, Vermarktungsprämien)
- Festlegung einer bundesweit einheitlichen, ex-ante verkündeten EEG-Umlage durch die unabhängige Stelle

2. Wie ist der Vorschlag zu bewerten, hinsichtlich einer Neuordnung des EEG-Wälzungsmechanismus die Risiken für Endabnehmer durch die Einführung eines „fixen Bandes“ als Grundlage in Kombination mit einem Börsenmodell (Vermarktung über die Strommärkte) für darüber hinaus gehenden EEG-Strom zu minimieren?

Antwort:

Die Einführung von im Vorjahr festgelegten monatlichen fixen Bändern führt zu einer Reduzierung der Risiken bei den Vertrieben. Im Vergleich zu dem aktuell diskutierten vollständigen Verzicht auf eine physikalische Wälzung zwischen den ÜNB und den Vertriebsgesellschaften stellt sie jedoch nur eine suboptimale Lösung dar.

Ein „fixes Band“ kann eine geeignete Möglichkeit für die Ausgestaltung des zeitlichen Überganges von der heutigen physikalischen Wälzung an die EVU/Verbraucher zu einer finanziellen Wälzung (vgl. Antwort zu Frage 1 der CDU/CSU-Fraktion) darstellen.

Fragen der Fraktion der SPD

1. Wie bewerten Sie den bisherigen Wälzungsmechanismus und welche Änderungen halten Sie für notwendig?

Antwort:

Zum heutigen EEG-Wälzungsmechanismus besteht dringender Optimierungsbedarf. Aufgrund systemimmanenter, signifikanter Prognose-Ist-Abweichungen der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien sind erhebliche finanzielle Risiken bei den ÜNB und Vertrieben zu verzeichnen. Das Risiko für die Vertriebe ist existenziell, da es die Vertriebsmarge übertreffen kann. Zudem wirkt es als Markteintrittsbarriere für neue Marktteilnehmer im Stromvertrieb. Und schließlich ist die Berechnung der EEG-Umlage derzeit nur im Nachhinein möglich und bundesweit uneinheitlich. Sie ist damit für den Letztverbraucher schwer nachvollziehbar und intransparent.

Um einen einfach verständlichen, für alle Marktteilnehmer transparenten Mechanismus zu etablieren, der zu einer bundesweit einheitlichen EEG-Umlage gegenüber den Letztverbrauchern führt, hat der BDEW mit dem Positionspapier vom 7. März 2008 einen konkreten Vorschlag zur Vereinfachung und Weiterentwicklung des EEG-Wälzungsmechanismus vorgelegt. Die wesentlichen Punkte hieraus sind:

- Schaffung einer transparenten, rechtssicheren und risikofreien Abwicklung für alle Beteiligten
- Wegfall der physikalischen Wälzung zwischen ÜNB und Vertrieben
- Vermarktung des EEG-Stroms nach dem horizontalen Belastungsausgleich zwischen den vier ÜNB (HoBA) durch per Ausschreibung ermittelte Marktakteure
- Einrichtung und Führung eines zentralen EEG-Kontos durch eine unabhängige Stelle unter Verzicht auf rückwirkende Umlagen, stattdessen rollierendes Verfahren, das dem Wettbewerb/Kundenwechsel Rechnung trägt
- Wälzung weiterer EEG-bedingter Kosten über die EEG-Umlage (insbesondere EEG-Veredelung, Zinsergebnis, Vermarktungsprämien)
- Festlegung einer bundesweit einheitlichen, ex ante verkündeten EEG-Umlage durch die unabhängige Stelle

2. Gibt es Kostenvermeidungspotentiale im bestehenden EEG-Wälzungsmechanismus und wie können diese für den Stromverbraucher/Haushaltskunden erschlossen werden?

Antwort:

Das vom BDEW vorgeschlagene vereinfachte Verfahren (vgl. oben) wurde unter der Zielstellung der Kostenoptimierung erarbeitet: Abwicklungsaufwand, Risiken und daraus resultierende Kosten sollen durch marktgerechtere Verfahren reduziert werden. So soll beispielsweise die Effizienz der Vermarktung der EEG-Strommengen durch die per erlösmaximierender Vergabe ermittelten Marktakteure optimiert werden.

Inwieweit sich durch eine Änderung des Wälzungsmechanismus Kosten vermeiden lassen, ist derzeit nicht abzuschätzen. Die Höhe der Auszahlungen an Anlagenbetreiber ist unabhängig vom Wälzungssystem. Auch die Bereitstellung von Ausgleichsenergie wird unabhängig vom Wälzungssystem erforderlich sein, ggf. sind andere Akteure beteiligt.

Fakt ist, dass durch den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien auch die Kosten weiter zunehmen werden.

3. Welche Chancen und Risiken können sich aus der Trennung von finanzieller und materieller Wälzung ergeben?

Antwort:

Generell ergibt sich die Frage, in welcher Form physikalische und finanzielle Wälzung ausgeführt werden. Die physikalische Wälzung im Verhältnis ÜNB – EVU durch eine

Vermarktung zu ersetzen, würde die Möglichkeiten der Marktintegration verbessern, zumal die Energie wegen des physikalischen Horizontalausgleiches bereits vorrangig in die entsprechenden Regionen transportiert wird.

Bei einer Trennung der physikalischen Lieferung von der finanziellen Wälzung sind die beteiligten Akteure zu bestimmen. Eine physikalische Lieferung bis zu den ÜNB und eine zentrale Vermarktung setzt ergänzend zu den Vermarktungserlösen in jedem Fall eine zusätzliche finanzielle Kostenwälzung voraus, da die am Markt erzielbaren Erlöse nicht zur Deckung der Auszahlungen (Vergütungszahlungen) ausreichen.

Insofern ist eine partielle Trennung zwischen physikalischer und finanzieller Wälzung zwischen den ÜNB und den EVU_[VE6] möglich. Um Risiken zu vermeiden, sind sämtliche Zahlungsströme durch eine zentrale Stelle über ein „EEG-Konto“ abzuwickeln, das unter staatlicher Aufsicht transparent geführt wird.

- 4. Welche gesetzlichen Regelungen erachten Sie bei der Umgestaltung des Umlagemechanismus für notwendig, um sicherzustellen, dass es nicht zu zusätzlichen Kostenbelastungen für private und industrielle Stromverbraucher kommt?**

Antwort:

Mehrbelastungen für den EEG-Umlagemechanismus würden entstehen, wenn bei der Direktvermarktung ein „Rosinenpicken“ möglich wäre, d.h. ein kurzfristiges Aussteigen für kurze Zeiträume aus dem EEG-Mechanismus. Dies würde dazu führen, dass zu Zeiten, in denen der EEG-Strom einen hohen Börsenwert hat, dieser Wert dem EEG-Umlagesystem verloren geht und somit der durchschnittliche Wert des EEG-Stroms sinkt. Dementsprechend müssen die Regelungen zur Direktvermarktung und zu Direktvermarktungsprämien so ausgestaltet werden, dass sie ein „Rosinenpicken“ ausschließen und andererseits Anreize zur „Bewirtschaftung“ der Erzeugung beim Direktvermarkter entstehen.

- 5. Welche Bedingungen sind bei einer Änderung der Art der Kostenweitergabe einzuhalten, um die Rechtskonformität des EEG (EU-Recht, Grundgesetz) weiterhin zu gewährleisten?**

Antwort:

Aufgrund der verfassungs- und europarechtlichen Vorgaben sollte die Kostenweitergabe über eine unabhängige, nichtstaatliche Stelle erfolgen. Ansonsten sind Konflikte mit dem Finanzverfassungsrecht (Beschluss des Bundesverfassungsgerichts vom 10. November 1994, Az. 2 BvR 633/86, „Kohlepfennig“) und mit dem EG-Beihilferecht (Urteil des Europäischen Gerichtshofs vom 13. März 2001, Az. C-379/98, „Stromeinspeisungsgesetz“) zu befürchten.

6. **Welcher Akteur sollte bei einer möglichen Änderung des Wälzungsmechanismus die EEG-Strommengen vermarkten, wie wäre der Akteur zu bestimmen und wäre ein solcher Akteur als Händler oder als (Netz-)Dienstleister zu verstehen?**

Antwort:

Grundsätzlich kann die Vermarktung durch per Ausschreibung bestimmte Vermarkter erfolgen. Allerdings muss ausreichend Transparenz hergestellt werden, so dass ersichtlich ist, welche Kosten und Erlöse aus der Vermarktung entstehen und an die Verbraucher weitergegeben werden. Prinzipiell kann das durch die Ausschreibung über eine staatlich beaufsichtigte Stelle erfolgen. Aufgrund seiner Aufgabenstellung sind die Vermarkter als Stromhändler einzuordnen.

Fragen der Fraktion der FDP

–

Fragen der Fraktion DIE LINKE.

1. **Wie bewerten Sie den Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber, den EEG-Umlagemechanismus dahingehend zu ändern, die Differenzkosten mittels Dienstleister aus dem Verkaufserlös an der Strombörse zu finanzieren? Stellt der Vorschlag eine Vereinfachung dar? Wer würde von dem Vorschlag benachteiligt? Welche Auswirkungen erwarten sie auf die EEG-Kosten?**

Antwort:

Ein derartiger Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber ist uns nicht bekannt. In Bezug auf eine Optimierung des Umlagemechanismus wird auf den Vorschlag des BDEW verwiesen:

Zum heutigen EEG-Wälzungsmechanismus besteht dringender Optimierungsbedarf. Aufgrund systemimmanenter, signifikanter Prognose-Ist-Abweichungen der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien sind erhebliche finanzielle Risiken bei den ÜNB und Vertrieben zu verzeichnen. Das Risiko für die Vertriebe ist existenziell, da es die Vertriebsmarge übertreffen kann. Zudem wirkt es als Markteintrittsbarriere für neue Marktteilnehmer im Stromvertrieb. Und schließlich ist die Berechnung der EEG-Umlage derzeit nur im Nachhinein möglich und variiert von Stromlieferant zu Stromlieferant. Sie ist damit für den Letztverbraucher schwer nachvollziehbar und intransparent.

Um einen einfach verständlichen, für alle Marktteilnehmer transparenten Mechanismus zu etablieren, der zu einer bundesweit einheitlichen EEG-Umlage gegenüber den Letztverbrauchern führt, hat der BDEW mit dem Positionspapier vom 7. März 2008 einen konkreten Vorschlag zur Vereinfachung und Weiterentwicklung des EEG-Wälzungsmechanismus vorgelegt. Die wesentlichen Punkte hieraus sind:

- Schaffung einer transparenten, rechtssicheren und risikofreien Abwicklung für alle Beteiligten
- Wegfall der physikalischen Wälzung zwischen ÜNB und Vertrieben
- Vermarktung des EEG-Stroms nach dem horizontalen Belastungsausgleich zwischen den vier ÜNB (HoBA) durch per Ausschreibung ermittelte Marktakteure
- Einrichtung und Führung eines zentralen EEG-Kontos durch eine unabhängige Stelle unter Verzicht auf rückwirkende Umlagen, stattdessen rollierendes Verfahren, das dem Wettbewerb/Kundenwechsel Rechnung trägt
- Wälzung weiterer EEG-bedingter Kosten über die EEG-Umlage (insbesondere EEG-Veredelung, Zinsergebnis, Vermarktungsprämien)
- Festlegung einer bundesweit einheitlichen, ex ante verkündeten EEG-Umlage durch die unabhängige Stelle

Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

–