DEUTSCHER BUNDESTAG
Ausschuss für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit
15. WP

Ausschussdrucksache 15(15)225*

Öffentliche Anhörung am 8. März 2004

zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen SPD
und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN
- Drucksache 15/2327 -

Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts
der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG)

Antworten des Verbandes der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. - VIK

auf den Fragenkatalog der Fraktionen SPD, CDU/CSU, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP

Antworten des Verbandes der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. - VIK

Fragen der Fraktion der SPD

1. Welche Auswirkungen wird die Begrenzung der Mindestvergütung auf Anlagen mit einem Jahresnutzungsgrad von mindestens 65 % der Referenzanlage für die Ausweisung von Eignungsflächen haben und welche Zubauentwicklung lässt sich daraus ableiten?

   Diese Regelung wird dazu führen, dass unwirtschaftliche Anlagen an windarmen Standorten in Zukunft nicht mehr gefördert werden. Tendenziell wird es an solchen windarmen Standorten zu einem geringeren Zubau von Windanlagen kommen. Aus Sicht einer verbesserten Effizienz der eingesetzten Subventionsgelder ist diese Regelung sehr positiv zu beurteilen.

2. Welche Lenkungswirkung erwarten Sie von der Einführung des Mindestnutzungsgrades auf die Anlageneffizienz und die Entwicklung der durchschnittlichen Jahresvolllaststunden pro Neuanlage?

   Die Entwicklung von Windenergieanlagen wird deutlich vorangetrieben. Ebenso wird unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten ein zeitlich früheres Repowering an windstarken Standorten stattfinden. Die durchschnittliche Volllaststundenzahl hängt immer wesentlich von äußeren Einflüssen (Windaufkommen) ab. Die rechnerischen durchschnittlichen Jahresvolllaststunden werden sich erhöhen, da das Gewicht windarmer Standorte sinken wird.

3. Welcher Zusammenhang besteht zwischen Jahresvolllaststunden und Regelenergieaufwand?

   Nur eine geringe Ausfallwahrscheinlichkeit der Einspeisung würde zu einer Reduzierung des Regelenergiebedarfs führen. Die Leistungsvorhaltung in Form von Regelleistung muss auch bei höheren Jahresvolllaststunden gewährleistet sein.

4. Welche Lenkungswirkungen sind von den Differenzierungen bei der Vergütung von Offshore-Windkraft zu erwarten?

   Keine Antwort

5. Sind die planungs- und genehmigungsrechtlichen Abläufe geeignet, die Ausbauziele für Offshore-Windkraft zu unterstützen?

   Keine Antwort

6. Sind die Übertragungsnetzbetreiber gesetzlich verpflichtet, vor Abschluss der Errichtung eines Offshore-Windparks die notwendigen Anschluss- und Verstärkungsmaßnahmen und –investitionen durchzuführen?

   Der Ausbau der Netze ist bei Ausbau der Offshore-Windkraft zwingend erforderlich. Hier muss bei der Planung von Offshore-Windenergieanlagen zukünftig auch die genehmigungsrechtliche Seite des Netzausbaus Berücksichtigung finden. Erst bei genehmigten Netzausbauten ist ein Ausbau von Windkraft zielführend.

7. Welche Folgen hat das Einsetzen der Degression zum Ende des Jahres bzw. welche Folgen hätte die Verschiebung des Einsetzen der Degression jeweils zum 1. Juli für die Windenergiebranche?

Es gilt, dass die Gesamtförderung umso höher ist, je später die Degression einsetzt. Ein späteres Einsetzen der Degression wird damit das Fördervolumen und die damit einhergehende Kostenbelastung erhöhen.

8. Welche Auswirkungen erwarten Sie von der Neuregelung, dass erstmalig aus dem Gasnetz entnommenes Biogas entsprechend seiner Einspeisung als „Erneuerbare Energie" definiert wird und wie ist sichergestellt, dass Ein- und Ausspeisung rechtssicher bzw. zertifiziert werden, um Missbrauch zu vermeiden?

   Keine Antwort

9. Welche Auswirkung hat die Verkürzung des Förderzeitraumes von 20 auf 15 Jahre für die Stromgestehungskosten und Gesamtkostenrechnung von Biomasseanlagen?

   Die Verkürzung des Förderzeitraums hat generell zur Folge, dass effizientere Anlagen als bisher errichtet werden, die innerhalb dieses verkürzten Zeitraums wirtschaftlich arbeiten. Ineffizientere Anlagen werden nicht errichtet. Dazu ergibt sich auch ein Anreiz für die Entwickler solcher Erzeugungstechnologien, stärker nach kostensenkenden Innovationen zu suchen.

10. Halten Sie die Begrenzung der erhöhten Mindestvergütung nach § 8 (2) und (3) auf Anlagen bis 5 MW für sachlich begründet? Ist sie insbesondere bei Anlagen mit Kraft-Wärme- Kopplung gerechtfertigt?

    Eine erhöhte Mindestvergütung sollte - wenn überhaupt - lediglich in Form eines Effizienzbonus gezahlt werden (vgl. dazu Antwort 12/SPD).

11. Halten Sie die erhöhte Mindestvergütung nach § 8 (2) für hinreichend, um das vorhandene Potential an Biomasse im Sinne des Gesetzes zu aktivieren?

    Tendenziell gilt im Bereich der Biomasse, wo das Angebot an Primärenergieträgern nicht, wie etwa bei Wind- oder Sonneneinstrahlung, ausschließlich naturgegeben ist, dass eine Erhöhung der Förderung für Biomassestrom indirekt zur Erhöhung der Preise für den Brennstoff Biomasse führen wird, ohne dass damit automatisch ein erhöhtes Stromaufkommen verbunden sein muss. Letztendlich kommt es also durch eine erhöhte Förderung im Rahmen von § 8 EEG mittelbar zu einer Förderung von Biomasse und deren Anbietern, allerdings nicht unbedingt zu einer Förderung von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

12. Wie beurteilen Sie den Ansatz, anstelle eines technologiebezogenen Bonus in Höhe von 1 €cent/kwh einen technikneutralen und ausschließlich auf die Energieeffizienz bezogenen Bonus einzuführen, um eine möglichst effiziente Biomassenutzung anzureizen?

    Ein solcher Ansatz wird begrüßt, da damit stärkere Anreize zu Effizienzsteigerungen geschaffen werden. Grundsätzlich ist die administrative Festlegung per Gesetz, welche Technik per se als effizient anzusehen ist, abzulehnen. Die Förderung sollte sich vielmehr an Effizienzkriterien ausrichten. Letztendlich wird der Wettbewerb um die effiziente Technik zeigen, welche Erzeugungstechnologie sich durchsetzen wird und in diesem Sinne als effizient zu bezeichnen ist.

13. Welche Auswirkungen erwarten Sie von den verbesserten Anreizen in § 8 (2) hinsichtlich des Importes von Biomasse zur Verstromung nach EEG?

    Tendenziell wird durch diese Regelung ein stärkerer Anreiz zum Import gegeben, da die Stromerzeuger durch die höhere Vergütung in die Lage versetzt werden,

höhere Preise für den Produktionsfaktor Biomasse zu zahlen. Ein erhöhter Import von Biomasse, der höhere Transportkosten verursacht, ist unter ökologischen Gesichtspunkten jedoch abzulehnen. Daher muss die Vergütungshöhe kritisch hinterfragt werden.

14. Welche Möglichkeiten zur Begrenzung des Transportaufkommens und zur Stärkung regionaler Wirtschaftskreisläufe wären möglich?

    Sollte dies gewünscht sein, käme beispielsweise eine Förderung über Ausschreibungssysteme in Frage. Die Förderung per Ausschreibung ist in der Regel niedriger als die nach dem derzeitigen System, so dass nur Biomasse aus einem erheblich geringeren Umkreis zur Verfügung stünde.

15. Wie beurteilen Sie das Fehlen von ökologischen Kriterien für den Einsatz von Biomasse und sind die gesetzlichen Formulierungen hinreichend, um sozial- und Umweltdumping bei der Produktion der zum Einsatz kommenden Biomasse auszuschließen?

    Keine Antwort

16. Sollte eine erhöhte Mindestvergütung nach § 8 (2) an die Einhaltung der guten fachlichen Praxis bzw. an belastbarer Standards der nachhaltigen Forstwirtschaft und des ökologischen Landbaus geknüpft werden?

    Eine erhöhte Mindestvergütung in diesem Sinne wäre abzulehnen, da die Kosten des EEG dadurch noch weiter erhöht würden. Zudem dürfte die Kontrolle einen starken Bürokratieaufwand mit sich bringen. Im Übrigen gilt, dass eine erhöhte Mindestvergütung - wenn überhaupt - lediglich in Form eines Effizienzbonus gezahlt werden sollte (vgl. dazu Antwort 12/SPD).

17. Ist nach den vorliegenden Formulierungen sicher gestellt, dass kein Anbau von Futter- oder Lebensmittelpflanzen wie z.B. Getreide zur Verstromung nach EEG erfolgt?

    Keine Antwort

18. Ist die vorgenommene Differenzierung der Vergütungsstufen aus Ihrer Sicht her fachlich richtig?

    Grundsätzlich bietet sich aus Gründen der Transparenz an, möglichst wenig Differenzierungen vorzunehmen. Die Vergütung sollte weitgehend unabhängig von der Anlagengröße sein. Dadurch würden sich optimale Anlagengrößen im Marktgeschehen herausbilden.

19. Sind aus Ihrer Sicht die Vergütungssätze der jeweiligen Leistungsbereiche sachgerecht?

    Es wird auf die Antwort zu Frage 18/SPD verwiesen.

20. Sollte Ihrer Ansicht nach die Definition der nachwachsenden Rohstoffe auch um die Nebenprodukte und Futterreste eines land- und forstwirtschaftlichen Betriebes ergänzt werden?

    Eine solche Ausweitung der Förderung und damit auch der Kostenbelastung durch das EEG ist abzulehnen.

21. Ist die geplante Degression auf 2 % gerechtfertigt? Welche Auswirkungen sind dadurch zu erwarten?

Eine Verstärkung der Degression ist gerechtfertigt. Damit werden auf Seiten der Anlagenbauer und -errichter stärkere Anreize zu erhöhten Kostensenkungen geschaffen. Damit sinken die Stromgestehungskosten, was zu einer schnelleren Integration der erneuerbaren Energien in den wettbewerblichen Strommarkt führt.

22. Verändert die Aufnahme der Formulierung „nachweislich ein guter ökologischer Zustand erreicht oder der ökologische Zustand gegenüber dem vorherigen Zustand wesentlich verbessert worden ist“ etwas an der bereits geltenden europäischen und bundesdeutschen Rechtslage zum Gewässerschutz?

Keine Antwort

23. Welche konkreten Kostenrechnungen liegen der erstmaligen Aufnahme großer Wasserkraftwerke über 5 MW in das EEG zugrunde? Welche Lebensdauer- und Kostenprognosen liegen den Differenzierungen nach Anlagengröße zugrunde?

Keine Antwort

24. Welche Wasserkraftanlagen über 5 MW können theoretisch unter diese Förderung fallen? Welche Fördervolumina ergeben sich daraus?

Keine Antwort

25. Welche Modernisierungen und Erweiterungen sind bereits bekannt? Welche Fördervolumina ergeben sich daraus?

Keine Antwort

26. Wie beurteilen Sie die ökologischen Auswirkungen der Kleinwasserkraft?

Keine Antwort

27. Welche Auswirkungen erwarten Sie von der neugefassten sog. „Härtefallregelung“ in § 16 „Besondere Ausgleichsregelung“ auf die Verteilung der EEG-Kostenumlage und die Strompreise?

Die vorgesehene Neufassung der Härtefallregelung wird aufgrund der leichten Absenkung der Eingangsschwellenwerte (Stromverbrauch von mehr als 10 GWh und Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung von mehr als 15 %) zu einer Ausweitung des Kreises der begünstigten Unternehmen führen. Die von der Härtefallregelung betroffene Strommenge wird dadurch ansteigen. Zugleich soll mit der Einführung eines Umverteilungsdeckels in Höhe von 10 % gem. § 16 Abs. 4 der Anstieg der Umlage für die nicht von der Härtefallregelung Betroffenen begrenzt werden. Letztere Regelung führt - bei Ausschöpfung des 10%-Deckels - dazu, dass die entlasteten Strommengen mit einer EEG-Umlage belastet werden, die höher ist als die eigentlich vorgesehenen 0,05 ct/kWh. Dies hätte für diejenigen Unternehmen, die bereits unter die geltende Härtefallregelung des § 11 a fallen, die Konsequenz, dass die Neuregelung zu einer Verschlechterung führen würde (vgl. dazu die Antwort auf Frage 28/SPD). Für diejenigen Unternehmen, die erst aufgrund der Neuregelung in den Genuss der Härtefallregelung kommen, stellt diese selbstverständlich eine Besserstellung dar.

Unterstellt man, dass im Jahre 2004 etwa 45.000 GWh von der Härtefallregelung betroffen sind, dann ergibt sich daraus eine Senkung der EEG-Umlage für die betroffenen Strommengen um etwas mehr als 0,4 ct/kWh. Das entspricht einer Entlastung der betroffenen Stromverbraucher um etwa 190 Mio. Euro. Gleichzeitig

würde sich die EEG-Belastung für die von der Härtefallregelung nicht betroffenen Verbraucher um etwa 0,04 ct/kWh erhöhen. Das bedeutet für einen Privathaushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh weniger als 12 ct pro Monat zusätzlich.

28. Welche Auswirkungen hat die Neuregelung auf die bislang von der Härtefallregelung betroffenen Unternehmen?

Die Neuregelung hat für die bisher von der Härtefallregelung betroffenen Unternehmen tendenziell negative Auswirkungen:

Die Regelung des § 16 Abs. 3, wonach für die Strommenge, die über 10 Prozent der Gesamtstrommenge an einer Abnahmestelle hinausgeht, der Prozentsatz des bezogenen Stroms begrenzt wird, führt zu einer erheblichen Verschlechterung für Unternehmen mit hohen Strombedarf: Bisher setzte gem. § 11 a Abs. 3 die Kostenentlastung für Verbräuche oberhalb von 100 GWh ein. Nach der vorgesehenen Regelung soll dies nun für Verbräuche oberhalb der ersten 10% des gesamten Stromfremdbezugs gelten. Für Unternehmen, die einen Stromverbrauch von mehr als 1000 GWh aufweisen, wird damit diese Grenze nach oben verschoben, d.h. ihre Entlastung wird gegenüber der geltenden Regelung geringer. Da aber gerade die unter die sehr restriktiv geltende Regelung des § 11 a fallenden Unternehmen vorrangiges Ziel der Härtefallregelung waren, ist eine solche Verschlechterung gegenüber der bisherigen Situation und damit eine Verschlechterung der Wettbewerbssituation dieser Unternehmen nicht hinzunehmen. Daher darf diese vorgesehene 10-Prozent-Grenze nur dann gelten, solange 10 Prozent des Stromverbrauchs an einer Abnahmestelle den absoluten Wert von 100 GWh unterschreiten. Übersteigt der 10-Prozent-Anteil diesen Verbrauchswert, so ist stattdessen für die Strommenge, die über 100 GWh der Gesamtstrommenge hinausgeht, der Prozentsatz des bezogenen Stroms zu begrenzen.

Die in § 16 Abs. 4 eingeführte Regelung des 10%-Umverteilungsdeckels führt ebenfalls tendenziell zu einer Verschlechterung für die Unternehmen, die bereits unter die geltende Regelung fallen: Wird die in § 16 Abs. 4 eingeführte Bedingung bezüglich der nicht begünstigten Letztverbraucher überschritten, so würde ein einheitlicher Prozentsatz für alle begünstigten Unternehmen festgelegt. Dadurch würden sich die effektiven Differenzkosten durch das EEG als Residualgröße ergeben. Diese wären notwendigerweise höher als die in § 16 Abs. 3 Satz 2 festgelegten 0,05 ct/kWh (vgl. Antwort zu Frage 27/SPD). Dies würde eine erhebliche Verschlechterung gegenüber der geltenden Regelung bedeuten und damit das Ziel, energieintensiven Unternehmen eine Kostenentlastung zu gewähren, ad absurdum führen. Außerdem wird durch die jährliche Neufestlegung dieses einheitlichen Satzes die Planungssicherheit der betroffenen Unternehmen verringert (vgl. Antwort zu Frage 29/SPD).

29. Welche Auswirkungen hat die 10-Prozent-Begrenzung in Absatz (4) auf die Planungssicherheit der betroffenen Unternehmen?

Diese Regelung hat zur Folge, dass die Höhe der Begrenzung in ct/kWh von Jahr zu Jahr schwanken kann. Dadurch variiert die Höhe der EEG-Kostenbelastung für diese Unternehmen. Dies gibt den betroffenen Unternehmen gerade nicht die so dringend benötigte Planungssicherheit; ganz abgesehen von der Tatsache, dass das Gesetz den vom EEG profitierenden Unternehmen Planungssicherheit durch langfristig garantierte Fördersätze garantiert, insoweit also bereits eine erhebliche Ungleichbehandlung der unterschiedlichen Industriezweige in Deutschland besteht. Ziel der Einführung einer Härtefallregelung war jedenfalls immer auch, den betroffenen Unternehmen Planungs- und damit Investitionssicherheit zu bieten.

Zudem führt dieser Ansatz zu unzumutbaren Restriktionen bei der Antragsstellung sowie zu großen Verzögerungen bei der Errechnung der Entlastungsbeträge, da die mit der Umsetzung der Härtefallregelung beauftragte Behörde (BAFA) erst bis zu einem Stichtag alle Anträge sammeln muss, um die im Rahmen des 10%-Deckels mögliche Entlastung überhaupt berechnen zu können (vgl. Antwort zu Frage 30/SPD).

Daher ist § 16 Abs. 4 ersatzlos zu streichen.

30. Ist die Frist nach Absatz (5) von sechs Monaten zwischen Antragstellung und Wirksamwerden angemessen?

VIK muss der Vorstellung des Gesetzgebers, eine Ausschlussfrist hinsichtlich der Antragstellung in den Entwurf aufzunehmen, gänzlich widersprechen. Das entspricht in keiner Hinsicht marktwirtschaftlichen Strukturen.

Die in Absatz 5 vorgesehenen Fristen sind nur wegen der Regelung des § 16 Abs. 4 erforderlich. Wenn dieser Absatz, wie von VIK gefordert, entfällt, sind auch die in Abs. 5 genannten Fristen nicht notwendig. Denn nach der derzeit geltenden Regelung konnte ein Antrag innerhalb von vier Wochen beschieden werden. Diese Regelung muss wieder aufgegriffen und dahingehend präzisiert werden, dass die Entscheidung innerhalb von vier Wochen nach Antragseingang rückwirkend, und zwar zum Zeitpunkt der Antragstellung ergeht.

Darüber hinaus würde die Einführung der o. a. Regelung dazu führen, dass stromintensive Unternehmen, die bisher nicht in die Härtefallregelung einbezogen waren, frühestens im Jahre 2005 die dringend benötigte Entlastung in Anspruch nehmen könnten, obwohl bereits im Jahr 2004 ein Antrag gestellt wurde.

Sollte dennoch an der Frist festgehalten werden, so muss eine geeignete Übergangsregelung geschaffen werden, die zwischen dem Inkrafttreten des Gesetzes und dem Ende der Antragsfrist einen Zeitraum vorsieht, der den betroffenen Stromverbrauchern genügend Zeit zur Vorbereitung der Antragstellung lässt, um rechtzeitig eine Entlastung für das Jahr 2005 beantragen zu können. Es darf nicht dazu kommen, dass durch eine zu kurze Frist zwischen Inkrafttreten des Gesetzes und letzten Antragszeitpunkt Unternehmen die dringend benötigte Entlastung auch für das Jahr 2005 verwehrt wird.

31. Wie beurteilen Sie die Forderung nach einer vorläufigen Genehmigung durch das BAFA, um die Frist zwischen Eingang der vollständigen Antragsunterlagen und Zuteilung des Genehmigungsbescheids zu überbrücken?

Wenn, wie von VIK gefordert, die Entscheidung innerhalb von vier Wochen ergeht (vgl. Antwort zu Frage 30/SPD), ist eine solche vorläufige Genehmigung nicht notwendig. Die Erfahrungen haben gezeigt, dass - ohne eine überbordende Bürokratie - eine endgültige Entscheidung innerhalb von vier Wochen möglich ist.

32. Welche zukünftigen Vergütungsvolumina des EEG erwarten Sie in den nächsten 20 Jahren?

Auf Basis der geltenden Bestimmungen des EEG erwartet VIK in den nächsten Jahren einen weiteren Anstieg des Fördervolumens. Die gesamten Vergütungszahlungen werden im Jahre 2010 in der Größenordnung von 5 Mrd. Euro liegen. Dies entspricht unter Berücksichtigung der durch die EEG-Einspeisung vermiedenen alternativen Strombeschaffungskosten einem Nettokostenblock von etwa 3,5 Mrd. Euro. Dabei sind indirekte Zusatzkosten wie etwa für notwendige Aus-

gleichsenergie oder Netzausbaumaßnahmen noch nicht berücksichtigt. Bei Umsetzung des EEG in der im vorliegenden Gesetzentwurf geplanten Form werden sich die Vergütungszahlungen und Kosten noch weiter erhöhen, da im Gesetzentwurf im Wesentlichen - von Ausnahmen abgesehen - eine dauerhafte Ausweitung der Förderung vorgesehen ist. Anzustreben wäre aus Sicht des VIK eine Deckelung der im Rahmen des EEG insgesamt zu verteilenden Beihilfemittel auf 5 Mrd. Euro, um die Belastung des Standorts Deutschland und seiner Beschäftigten in Grenzen zu halten.

33. Sind die Formulierungen in § 4 „Abnahme- und Vergütungspflicht“ hinreichend um zu gewährleisten, dass EEG-Strom nicht zu einer Verdrängung von umweltfreundlichem Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung führt, der nach § 2 des geltenden Energiewirtschaftsgesetzes „besondere Bedeutung“ zukommt und deren Verdrängung nach § 6 EnWG zu verhindern ist?

    Vgl. Antwort zu Frage 34/SPD.

34. Wie beurteilen Sie, dass bereits heute KWK-Betreiber unter Hinweis auf die Vorrangeinspeisung für EEG-Strom bei Neuverträgen einer Einspeiseunterbrechung bzw. Vergütungsunterbrechung für Strom aus ihren KWK-Anlagen zustimmen müssen?

    Entsprechende Hinweise sind VIK nicht bekannt. Sollte es so sein, ist diese Vorgehensweise sehr bedenklich, da effiziente KWK-Anlagen durch fehlende Einspeisevergütungen an den Rand der Wirtschaftlichkeit geraten können. Darüber hinaus ist dieses Vorgehen vom KWKG nicht gedeckt.

35. Sind die Formulierungen in § 4 „Abnahme- und Vergütungspflicht“ hinreichend um zu gewährleisten, dass zwischen dem Zeitpunkt der Anlagenerrichtung und dem physischen Anschluss an ein geeignetes Übertragungsnetz ein Netzausbau bzw. eine Netzverstärkung möglich ist?

    Nein. In der Regel dauern Genehmigungsverfahren beim Netzausbau länger als Anlagengenehmigungsverfahren. Somit kann durch die zeitliche Differenz ein physikalischer Engpass entstehen.

36. Wie beurteilen Sie, dass beim Abschluss von Einspeiseverträgen Seitens der EVU die Unterzeichnung einer Klausel verlangt wird, nach der die Vergütung unter den Vorbehalt eines Netzausbaus auf der 110 KV-Ebene (Höchstspannungsebene) gestellt wird, obwohl die betreffenden Anlagen ihren EEG-Strom auf der Nieder- bzw. Mittelspannungsebene einspeisen?

    Diese Klauseln sind im Einzelfall zu prüfen. Unter Umständen ist in einigen Netzgebieten der direkte Verbrauch der Energie zu Spitzenzeiten nicht möglich, so dass ein Transport (bei größeren Entfernungen zum Verbraucher) auf höheren Spannungsebenen erforderlich ist. Weiterhin kann eine entsprechende Netzstruktur Energielieferungen bei Ausfall der dezentralen Anlage erforderlich machen, für diese das vorgelagerte Netz ausgelegt sein muss.

37. Welche belastbaren Erkenntnisse liegen über den durch das EEG verursachten Regelenergieaufwand vor und wie wird sich dieser entwickeln?

    Die unsichere Verfügbarkeit von Strom aus Windkraftanlagen führt notwendigerweise dazu, dass die installierte Leistung an Windenergieanlagenkapazität zu einem großen Teil (zu 50-90%) durch konventionelle Erzeugungskapazität abgesichert werden muss (sog. Schattenkraftwerke). Wissenschaftliche Untersuchungen gehen davon aus, dass bei dem bis Ende des Jahrzehnts prognostizierten Wind-

energieausbau Reserve im Umfang von etwa 10 GW bereitgehalten werden muss. Damit wären bei unveränderten Regelenergiepreisen jährliche Kosten in der Größenordnung von 1 Mrd. Euro verbunden.

Um die tatsächlichen Schwankungen der Windenergieeinspeisung auszugleichen, ist je nach möglicher ex-ante-Prognostizierbarkeit nicht notwendigerweise Regelenergie im engeren Sinne (Primär-, Sekundär- oder Minutenreserve) notwendig. Insoweit sich das Windaufkommen mit einem stündlichen Vorlauf prognostizieren lässt, kann die Schwankung der Windkraft durch andere geeignete Produkte (sog. Stundereserve) ausgeglichen werden. Diese muss jedoch nach transparenten Verfahren beschafft werden; heute werden Stundenreserveprodukte nicht am Regelenergiemarkt ausgeschrieben.

Ein weiterer Punkt, der bei der Bewertung der Regelenergiekosten berücksichtigt werden muss, sind zusätzliche volkswirtschaftliche Kosten, die dadurch entstehen, dass konventionelle Kraftwerke, die zum Ausregeln der Windschwankungen benötigt werden, nicht optimal gefahren werden können. Das bedeutet letztendlich einen höheren Verschleiß und damit auch höhere Stromgestehungskosten, und es bringt höhere CO_2-Emissionen mit sich.

Die aus dem EEG entstehenden indirekten Mehrkosten für zusätzliche Regel- bzw. Ausgleichsleistung und –energie ist äußerst kritisch zu bewerten. Dadurch steigen die Kosten, die der Volkswirtschaft durch das EEG entstehen, ohne dass über die Höhe dieser Kosten eine entsprechende Transparenz besteht. Gestiegene Regelenergiekosten dienten den Netzbetreibern in der Vergangenheit immer wieder als Begründung zur Erhöhung ihrer Netznutzungsentgelte. Gerade zu Beginn dieses Jahres haben E.ON und EnBW mit dieser Begründung ihre Entgelte erhöht. Allerdings muss kritisch hinterfragt werden, ob diese Kosten in dieser Höhe tatsächlich gerechtfertigt sind. So ist zum Ausgleich der Schwankungen der Windenergie nicht notwendigerweise Regelenergie in engerem Sinne (Primär-, Sekundär- oder Minutenreserve) notwendig. Zum Ausgleich von Schwankungen reicht bei hinreichender Prognostizierbarkeit auch die sog. Stundenreserve. Diese wird jedoch zurzeit nicht über Ausschreibungsverfahren am Regelenergiemarkt beschafft.

Notwendig ist die „Ertüchtigung" des Beschaffungsmarktes für Regelenergie bis er voll funktionsfähig ist. Dies ist eine Aufgabe, die bei der Novellierung des EnWG zu lösen ist. Daneben müssen alle Möglichkeiten der Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie auch durch verbraucherseitige Maßnahmen geschaffen werden. Dies kann etwa durch Abschaltung großer Verbrauchsanlagen geschehen. Durch eine solche Lastreduktion kann ein Überschuss an Einspeisung ins Netz ausgeglichen werden. Dies ist je nach Produktionsprozess in einigen Bereichen gerade der stromintensiven Industrie möglich. Hierzu muss die Teilnahme auch von Stromverbrauchern als Anbieter am Regelenergiemarkt erleichtert werden.

Unabhängig davon müssen Regel- und Ausgleichsenergiekosten ebenso wie andere indirekte Mehrkosten transparent ausgewiesen werden, so dass der einzelne Verbraucher und die Politik tatsächlich erfahren, wie hoch die durch das EEG verursachten indirekten Belastungen sind.

38. Wie beurteilen sie die Formulierungen in § 14 „Bundesweite Ausgleichsregelung" zur Regelenergie hinsichtlich der Aspekte Rechtssicherheit und Praktikabilität? Welche Auswirkungen erwarten Sie aus diesen Formulierungen auf den Regelenergiemarkt? Welche Kosten werden dadurch zusätzlich neu in das EEG aufgenommen und wälzbar?

In § 14 Abs. 1 wird ein unverzüglicher vorläufiger Ausgleich der eingespeisten Energiemengen durch die Übertragungsnetzbetreiber vorgesehen. Dieser führt zu einem impliziten Ausgleich der Regelenergieaufwendungen zwischen den vier Regelzonen. Dies mag aus Gleichheitsüberlegungen gerechtfertigt sein. Andererseits führt dieser Ausgleich dazu, dass durch eine einheitliche Überwälzung dieser zusätzlichen Regelenergiekosten auf alle Stromverbraucher das tatsächliche Ausmaß dieser Regelenergiekosten „kleingerechnet" wird. Um dieser Intransparenz zu begegnen, ist es notwendig, im Gesetz einen Zielwert bzw. einen Budgetdeckel für die insgesamt zulässigen durch das EEG verursachten Kosten (direkte Kosten, wie Vergütungszahlungen, sowie indirekte Kosten, wie Regelenenergiekosten und Netzausbaukosten) zu verankern.

Darüber hinaus muss ein funktionsfähiger Regelenergiemarkt geschaffen werden, um die Regelenergiekosten zu senken. Dies ist allerdings eine Aufgabe, die im EnWG zu lösen ist. Dabei muss auch die Möglichkeit gegeben werden, durch verbrauchsseitige Maßnahmen Regelenergie bereitzustellen. Dies kann etwa durch Abschaltung großer Verbrauchsanlagen geschehen. Durch eine solche Lastreduktion kann ein Überschuss an Einspeisung ins Netz ausgeglichen werden. Dies ist je nach Produktionsprozess in einigen Bereichen gerade der stromintensiven Industrie möglich. Hierzu muss die Teilnahme auch von Stromverbrauchern als Anbieter am Regelenergiemarkt erleichtert werden.

Die Formulierung des § 14 Abs. 2 kann nicht erreichen, dass Strom aus Eigenerzeugung und Strom, der in Arealnetzen erzeugt und verbraucht wird, von der EEG-Umlage wie bisher befreit bleibt, da der Begriff „Elektrizitätsversorgungsunternehmen" auch industrielle Stromerzeuger innerhalb eines Werknetzes umfassen kann. Nach allgemeinem Grundverständnis und dem in der Begründung zu § 16 dokumentierten Willen des Gesetzgebers ist jedoch der Stromverbrauch aus Eigenerzeugung und in Arealnetzen erzeugter und verbrauchter Strom nicht in den EEG-Ausgleichsmechanismus einzubeziehen. Darüber hinaus ist der in Arealnetzen erzeugte und dort verbrauchte KWK-Strom gemäß KWKG nicht förderungswürdig ist. Somit besteht bereits ein erheblicher Wettbewerbsnachteil gegenüber EVU-Stromerzeugung im Netz der allgemeinen Versorgung. Eine zusätzliche Benachteiligung mit der EEG-Umlage als Folge der vorgesehenen Formulierung würde den in Arealnetzen erzeugten und dort verbrauchten KWK-Strom in unzumutbarer Weise belasten.

Daher muss aus Gründen der Rechtssicherheit in § 14 Abs. 2 eine detailliertere Formulierung eingesetzt werden. § 14 Abs. 2 Satz 1 sollte daher wie folgt lauten:

> ***„Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln bis zum 30. September eines jeden Jahres die Energiemenge, die sie im vorangegangenen Kalenderjahr nach § 5 abgenommen und vergütet sowie nach Absatz 1 vorläufig ausgeglichen haben und den Anteil dieser Menge an der gesamten Energiemenge, die Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Bereich des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers im vorangegangenen Kalenderjahr unmittelbar oder mittelbar über Netze für die allgemeine Versorgung an Letztverbraucher geliefert haben."***

39. Würden sich Ihrer Meinung nach Vorteile für den Einsatz von Regelenergie bieten, wenn der Leistungsbegriff anders definiert würde?

Keine Antwort

40. Wie beurteilen Sie die Idee eines Anlagenregisters, um eine Doppelvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu vermeiden?

Keine Antwort

41. Wie beurteilen Sie die Konsequenzen der Formulierung in § 5, nachdem Netzbetreiber verpflichtet sind, den von Ihnen „abgenommenen" Strom zu vergüten, im Vergleich zur Formulierung im bisher geltenden Gesetz („angebotenen Strom")?

Keine Antwort

Fragen der Fraktion der CDU/CSU

1. Wie wird das EEG-Vergütungssystem insgesamt bewertet?

Die bestehende Systematik des EEG, wonach für Strom aus erneuerbaren Energiequellen eine Abnahmeverpflichtung in Verbindung mit einem garantierten Festpreis besteht, führt zu einem ungebremst wachsenden Gesamtfördervolumen. Dies führt dazu, dass sich die Nachfrage nach Beihilfen ihr eigenes Angebot schafft. Die Förderung im Weg garantierter Einspeisepreise lässt Überförderung und Mitnahmeeffekte zu. Dieses Gießkannenprinzip setzt wenig Anreize zur Effizienzsteigerung. Die dadurch den Einspeisern regenerativ erzeugter Energien garantierten Gewinne sind mit einer marktwirtschaftlichen Ordnung nicht zu vereinbaren. Insgesamt bietet das EEG-Vergütungssystem daher kaum Anreize zur Effizienzsteigerung und führt zu ungebremst steigenden Kosten. Aus diesen Gründen ist die bestehende Fördersystematik aus Sicht von VIK ungeeignet.

2. Wie kann die Förderung der einzelnen erneuerbaren Energien effizienter gestaltet und somit deren Wettbewerbsfähigkeit und Marktreife der einzelnen erneuerbaren Energien möglichst schnell und kostengünstig erreicht werden?

Steigende Beihilfeeffizienz – nämlich eine deutlich erhöhte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern bei gleichem Fördermitteleinsatz wie bei dem heutigen EEG-System – könnte im Rahmen einer Versteigerung von Beihilfesummen erreicht werden. Dabei erhält im Prinzip zuerst derjenige Investor den ersten Beihilfezuschlag, der die geringste Hilfe pro kWh benötigt, danach der Investor mit höherem Beihilfebedarf usw., bis der „Beihilfetopf" leer ist. Dabei ist der Umfang dieses „Beihilfetopfes" oder einzelner Ausschreibungs-Tranchen so festzulegen, dass weniger Mittel zur Verfügung gestellt als nachgefragt werden, damit Wettbewerbsdruck entstehen kann. Die Aufbringung der Mittel kann dabei weiterhin in Form einer Umlage pro kWh erfolgen, wenn die Bedingungen der Gesamtbelastungsbegrenzung und der Transparenz erfüllt sind. - Die ordnungspolitisch sauberste Lösung wäre jedoch die Finanzierung mit Haushalts-, d. h. mit Steuermitteln. - Die Verteilung der Fördermittel erfolgt nach dem im Wege der Ausschreibung „angemeldeten" Subventionsbedarf. Dabei sollte der Zuschlag für ein bestimmtes Projekt mit einer Investitionspflicht innerhalb eines vorgegebenen Zeitraumes verbunden sein – anderenfalls wäre eine Pönale fällig –, um ein „Horten'" von Beihilfezusagen und eine damit verbundene Blockade von Fördermitteln zu verhindern sowie weniger ernsthafte Investoren von der Teilnahme an der Ausschreibung abzuschrecken.

Ein solches System würde gewährleisten, dass Anreize zur Kostensenkung gesetzt werden. Außerdem würde ein Wettbewerb zwischen den einzelnen erneuerbaren Energieträgern in Gang gesetzt sowie zwischen erneuerbaren Energieträgern und konventionellen Energien. Ferner würde Wettbewerb um die besten

Standorte und die besten Technologien entstehen, weil deren Nutzung am ehesten Aussicht auf einen Beihilfezuschlag böte. Damit könnte das derzeitige Problem gelöst werden, dass die ältesten und damit am wenigsten effizienten Windenergieanlagen die für die Stromerzeugung günstigsten Küstenstandorte belegen und auf schlechteren Standorten im Binnenland die neueren und effizienteren Anlagen stehen. Umgekehrt müsste es sein. Schließlich würden dadurch Anreize für die Betreiber regenerativer Erzeugungsanlagen geschaffen, sich selbst stärker um die Vermarktung des von ihnen erzeugten Stromes zu kümmern. Damit würde die Integration erneuerbarer Energien in einen liberalisierten Strommarkt gefördert.

Eine Alternative zum Ausschreibungssystem wäre der Ersatz des Festpreissystems durch ein System stark degressiv gestalteter Preiszuschläge. Dabei erhielte ein Einspeiser erneuerbarer Energien statt eines garantierten Festpreises den Marktpreis nebst Zuschlag. Die Anlagenbetreiber würden angehalten, sich selbst um die Vermarktung des eingespeisten Stroms zu kümmern, was die Integration der erneuerbaren Energien in den Wettbewerbsmarkt vorantreiben würde. Eine starke Degression der Zuschläge würde zudem die Anreize zur Kostensenkung erhöhen. Die im Entwurf vorgesehenen Regelungen zur Degression reichen demgegenüber nicht aus, um stärkere Effizienzfortschritte zu erreichen.

3. Wann werden die einzelnen erneuerbaren Energien unter welchen Bedingungen ihre Marktreife und Wettbewerbsfähigkeit erreichen?

   Die Antwort auf diese Frage lässt sich letztendlich nur mit den Ergebnissen des wettbewerblichen Energiemarktes geben. Nur wenn die erneuerbaren Energien im Wettbewerb untereinander und gegenüber konventionellen Energien stehen, kann sich zeigen, welche erneuerbaren Energien den Anforderungen der Effizienz und der Wettbewerbsgerechtigkeit genügen. Aus diesem Grund bietet sich die Einführung eines Auktionsverfahrens an, um darüber die relative Effizienz einzelner erneuerbarer Energien untereinander feststellen zu können (vgl. Antwort zu Frage 2/CDU/CSU).

4. Stellen die im Gesetzentwurf vorgesehenen Degressionssätze taugliche Anreize für eine Verkürzung der Förderung und ein baldmöglichstes Erreichen der Marktreife der einzelnen erneuerbaren Energien dar?

   Grundsätzlich stellt das Instrument der Degression innerhalb des vorgegebenen Rahmens (Festpreissystem) ein geeignetes Instrument zur Setzung von Anreizen zur Effizienzverbesserung und Kostensenkung dar. Dazu muss allerdings die Degression entsprechend stark ausgestaltet sein. Eine jährliche Degression von einem oder zwei Prozent ist viel zu gering. Generell kann das System von Festpreisen mit Degressionselementen allerdings nur eine zweitbeste Lösung gegenüber dem stärker effizienzorientierten Ausschreibungssystem und der Pflicht zur Eigenvermarktung des erzeugten Stromes darstellen. In einzelnen Bereichen, die noch vergleichsweise weit von der Marktreife entfernt sind (etwa Photovoltaik oder Geothermie), ist statt einer Marktförderung eine Forschungsförderung sinnvoller.

5. Wie werden sich nach dem Gesetzentwurf das Vergütungsvolumen in den einzelnen Bereichen der erneuerbaren Energien entwickeln und welche volkswirtschaftliche Belastung resultiert daraus?

   Auf Basis der geltenden Bestimmungen des EEG erwartet VIK in den nächsten Jahren einen weiteren Anstieg des Fördervolumens. Die gesamten Vergütungszahlungen werden im Jahre 2010 in der Größenordnung von 5 Mrd. Euro liegen. Dies entspricht unter Berücksichtigung der durch die EEG-Einspeisung vermiede-

nen alternativen Strombeschaffungskosten einem Nettokostenblock von etwa 3,5 Mrd. Euro. Dabei sind indirekte Zusatzkosten wie etwa für notwendige Ausgleichsenergie oder Netzausbaumaßnahmen noch nicht berücksichtigt. Bei Umsetzung des EEG in der im vorliegenden Gesetzentwurf geplanten Form werden sich die Vergütungszahlungen und Kosten noch weiter erhöhen, da im Gesetzentwurf im Wesentlichen - von Ausnahmen abgesehen - eine dauerhafte Ausweitung der Förderung vorgesehen ist. Anzustreben wäre aus Sicht des VIK eine Deckelung der im Rahmen des EEG insgesamt zu verteilenden Beihilfemittel auf 5 Mrd. Euro, um die Belastung des Standorts Deutschland und seiner Beschäftigten in Grenzen zu halten.

6. Welche Auswirkungen hat das EEG auf die Wettbewerbsfähigkeit am Wirtschaftsstandort Deutschland?

Für Industrie- und Gewerbeunternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, ist bereits eine Zusatzbelastung der Stromkosten, wie sie heute besteht, nicht tragbar. Die geplante Ausweitung dieser Belastung ist nicht akzeptabel. Die Belastungen aus der Förderung erneuerbarer Energien sind in den meisten industriell geprägten EU-Ländern deutlich geringer. In den Niederlanden z. B. ist die Industrie von diesen Belastungen fast vollständig befreit. Ohne eine deutliche Begrenzung dieser Zusatzkosten drohen Produktionsverlagerungen der stromintensiven Industrie von Deutschland in andere Standorte der Weltwirtschaft. Daher ist eine unverzügliche Änderung der gesetzlichen Bestimmungen dringend notwendig, um eine Belastungsbegrenzung für die stromverbrauchende Industrie zu gewährleisten. Diese Notwendigkeit hat der Gesetzgeber im Übrigen beim KWK-Gesetz ebenso wie bei der Ökosteuer und der Konzessionsabgabe anerkannt und gesetzlich umgesetzt. Auch die EU sieht in ihrer Energiebesteuerungs-Richtlinie die Möglichkeit vor, Strom als Produktionsfaktor von einer staatlichen Belastung durch Besteuerung freizustellen.

Nicht nur die Höhe der Kostenbelastungen hat negative Wirkung auf den Wirtschaftsstandort Deutschland, sondern auch die Unsicherheit über zukünftige Belastungen, die durch die vorgesehene Härtefallregelunge sogar noch verstärkt werden. Diese Unsicherheiten führen dazu, dass keine Planungssicherheit besteht, weshalb Investitionen, die heute in Deutschland für Wirtschaftswachstum und Schaffung neuer Arbeitsplätze dringend notwendig wären, unterlassen bzw. im Ausland durchgeführt werden. Damit sind letztendlich negative Arbeitsplatzeffekte verbunden.

7. Welche Auswirkungen auf die Energiepreise werden von dem Gesetzentwurf erwartet bzw. existieren nach dem gegenwärtigen EEG?

Bereits nach dem geltenden EEG erhöhen sich die Strompreise durch die EEG-Umlage um etwa 0,45 ct/kWh (im Jahr 2004). Für das Jahr 2010 wird eine Strompreissteigerung durch die EEG-Umlage in Höhe von 0,7 ct/kWh erwartet. Durch die vorgesehene Ausweitung der Förderung im Gesetzentwurf dürfte diese Erhöhung noch weitaus stärker ausfallen. Zum Vergleich: Der derzeitige durchschnittliche Industriestrompreis (ohne staatliche Abgaben) liegt bei 4,4 ct/kWh. Des EEG erreicht 10 % davon.

Dazu kommen durch das EEG verursachte indirekte Mehrkosten. In erster Linie sind hier Kosten für Ausgleichs- und Regelenergieaufwendungen zu nennen, die von den Übertragungsnetzbetreibern bereits in der Vergangenheit und auch aktuell wieder als Begründung für die Erhöhung von Netznutzungsentgelten herange-

führt werden. Die mit einem forcierten Off-Shore-Windenergieausbau einhergehenden zusätzlichen Netzinvestitionen werden diese Kosten noch weiter erhöhen.

8. Welche finanziellen Belastungen resultieren aus dem Gesetzentwurf für die deutsche Industrie?

   Es wird auf die Antworten zu Fragen 5 und 7/CDU/CSU verwiesen.

9. Wie werden die Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit beurteilt, die sich durch die im Gesetzentwurf vorgesehene gesetzliche Fixierung auf einen Anteil von 20 % der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis zum Jahre 2020 ergeben und welche volkswirtschaftlichen Kosten resultieren aus diesem Ziel?

   Eine genaue Bezifferung dieser Kosten ist nicht möglich. Allerdings ist absehbar, dass die bereits heute bestehenden bzw. für das Jahr 2010 prognostizierten Kosten sich noch stark erhöhen werden.

   Auf Basis der geltenden Bestimmungen des EEG erwartet VIK in den nächsten Jahren einen weiteren Anstieg des Fördervolumens. Die gesamten Vergütungszahlungen werden im Jahre 2010 in der Größenordnung von 5 Mrd. Euro liegen. Dies entspricht unter Berücksichtigung der durch die EEG-Einspeisung vermiedenen alternativen Strombeschaffungskosten einem Nettokostenblock von etwa 3,5 Mrd. Euro. Dabei sind indirekte Zusatzkosten wie etwa für notwendige Ausgleichsenergie oder Netzausbaumaßnahmen noch nicht berücksichtigt. Bei Umsetzung des EEG in der im vorliegenden Gesetzentwurf geplanten Form werden sich die Vergütungszahlungen und Kosten noch weiter erhöhen, da im Gesetzentwurf im Wesentlichen - von Ausnahmen abgesehen - eine dauerhafte Ausweitung der Förderung vorgesehen ist. Anzustreben wäre aus Sicht des VIK eine Deckelung der im Rahmen des EEG insgesamt zu verteilenden Beihilfemittel auf 5 Mrd. Euro, um die Belastung des Standorts Deutschland und seiner Beschäftigten in Grenzen zu halten.

   Darüber hinaus ist das Ziel als solches zu kritisieren, weil es in den Wettbewerb der Energieträger auf dem Strommarkt eingreift und zur Verdrängung preisgünstiger Energieträger zu Lasten des Standorts Deutschland führt.

10. Wann wird mit dem Gesetzentwurf der Bundesregierung das Verdoppelungsziel von 12,5 Prozent bis zum Jahr 2010 erreicht?

    Keine Antwort

11. Gibt es unter Berücksichtigung der Zeitachse Alternativen zum bestehenden EEG-Vergütungssystem, wenn das Verdoppelungsziel bis zum Jahr 2010 nicht gefährdet werden soll?

    Es wird auf die Antwort zu Frage 2/CDU/CSU verwiesen.

12. Ist unter Berücksichtigung einer Effizienzsteigerung des derzeitigen Fördersystems eine Deckelung des EEG-Vergütungsvolumens darstellbar, wenn gleichzeitig das Verdoppelungsziel bis zum Jahr 2010 erreicht werden soll?

    Durch den Einsatz von stärker effizienzfördernden Fördermechanismen (vgl. Antwort zu Frage 2/CDU/CSU) ist mit einem gleich bleibenden Vergütungs- und Fördervolumen eine deutliche Steigerung der erzielten Stromerzeugung aus regenerativen Energien erzielbar.

13. Wie gestaltet sich die Arbeitsplatzbilanz des EEG?

Ausweislich der Begründung des Gesetzentwurfes sind im Jahr 2002 im gesamten Bereich der erneuerbaren Energien nach Schätzungen der entsprechenden Branchen rund 135.000 Arbeitsplätze bestanden. Festzuhalten ist, dass diese Zahlen nur auf groben Schätzungen beruhen und mittlerweile durch wissenschaftliche Untersuchungen angezweifelt werden. So wird in einem Gutachten des Bremer Energieinstituts (vom Dezember 2003) für das Jahr 2002 von ca. 61.000 Arbeitsplätzen ausgegangen, die durch Produktion und Installation der Erneuerbare-Energien-Anlagen entstanden sind.

Viel wesentlicher für die Beurteilung der Arbeitsmarktbilanz des EEG ist jedoch eine langfristige Betrachtung. Hier zeigt sich, dass die Angaben, wonach 135.000 Arbeitsplätze existieren, nur kurzfristige und direkte Arbeitsplatzeffekte auf Basis von Schätzungen berücksichtigen.

Der volkswirtschaftlich bedeutsame indirekte sog. Budgeteffekt wird vernachlässigt. Dieser Effekt ergibt sich daraus, dass durch die Vergütungszahlungen und damit Förderung der erneuerbaren Energien und die damit verbunden höheren Stromkosten Ausweichreaktionen stattfinden. Zum einen werden im Bereich der konventionellen Energieerzeugung Arbeitsplätze verdrängt, zum anderen werden in den stromverbrauchenden Wirtschaftssektoren über die höheren Produktionskosten arbeitsplatzvernichtende Reaktionen in Gang gesetzt mit der Folge sinkender Beschäftigung, sinkender verfügbarer Einkommen und sinkender Konsumausgaben privater Haushalte. Die Studie des Bremer Energieinstitutes kommt über den gesamten Lebenszyklus einer Anlage zur Erzeugung erneuerbarer Energie sogar zu negativen Arbeitsplatzeffekten, d. h. letztendlich werden durch den Mechanismus des EEG Arbeitsplätze vernichtet, die ansonsten im Wettbewerb tragfähig gewesen wären. Dieser Effekt ergibt sich nach Aussage des Gutachtens, solange die Einspeisevergütung für Erneuerbare Energien über dem energiewirtschaftlichen Wert des Stroms liegt.

14. Wie hoch ist die Förderung pro Arbeitsplatz, der im Bereich der erneuerbaren Energien geschaffen wird?

Im Jahr 2002 wurden durch das EEG (reine Vergütungszahlungen ohne indirekte Mehrkosten) netto Kosten in Höhe von etwa 1,5 Mrd. Euro verursacht. Legt man die 61.000 Arbeitsplätze zugrunde, die im Jahre 2002 nach der Studie des Bremer Energieinstitutes im Bereich der erneuerbaren Energien bestanden haben, so würde dies letztendlich eine Nettoförderung von etwa 25.000 Euro pro Arbeitsplatz bedeuten. Das entspricht mehr als 50% des durchschnittlichen Bruttoverdienstes im produzierenden Gewerbe. Selbst unter Zugrundelegung der Annahme des BMU von 130.000 Arbeitsplätzen würde jeder Arbeitsplatz immer noch mit über 11.000 Euro gefördert.

15. Wie wird diese „Arbeitsplatzsubvention“ beurteilt?

Unter gesamtwirtschaftlichen Gesichtspunkten ist eine solche Arbeitsplatzsubvention nicht sinnvoll, zumal dadurch rentable Arbeitsplätze in anderen Wirtschaftsbereichen verdrängt werden und sich sogar (vgl. Antwort zu Frage 13/CDU/CSU) langfristig ein negativer Arbeitsplatzeffekt einstellt. Unter diesem Gesichtspunkt ist die Förderung erneuerbarer Energien durch die praktizierten Mechanismen sogar widersinnig.

16. Welcher Anteil der in Deutschland installierten Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wurde importiert und wie viel Arbeitsplätze sind durch das EEG im Ausland und wo entstanden?

Keine Antwort

17. Wie viel Leistung aus erneuerbaren Energien exportiert Deutschland jährlich und wie viel exportieren die übrigen EU-Mitgliedstaaten?

Keine Antwort

18. Wie können Anreize für den Export deutscher Technologie im Bereich erneuerbarer Energien gesetzt werden und auf welche diesbezüglichen internationalen Erfahrungen kann Deutschland zurückgreifen?

Das EEG ist klimapolitisch begründet und eignet sich nicht für Export-, Mittelstand-, Agrar-, Forschungs-, Regionalpolitik etc. Aus ordnungspolitischen Gründen ist dringend davon abzuraten, die Motive und Ziele des EEG dauernd anzupassen. Die genannten politischen Bereiche sind eine finanzverfassungsrechtliche Angelegenheit des Bundeshaushalts, also des Steuerzahlers und nicht einzelner Konsumentengruppen wie Stromverbraucher.

19. Welche CO2-Vermeidungskosten entstehen bei der Förderung der netzgekoppelten Stromerzeugung aus den einzelnen erneuerbaren Energien in Deutschland?

Schätzungen über die CO_2-Vermeidungskosten gehen davon aus, dass diese bei Windkraftanlagen in der Größenordnung zwischen 80 und 110 Euro pro vermiedener Tonne CO_2-Emission betragen. Im Bereich der Photovoltaik liegt dieser Wert wesentlich höher (zwischen 250 und 600 Euro pro Tonne). Bei einem vorgezogenen Kohlekraftwerksneubau liegen die spezifischen Vermeidungskosten bei 30 Euro pro Tonne CO_2.

20. Sollten Netzausbau- und Regelenergiekosten im EEG berücksichtigt werden? Wenn ja, wie?

Nach der derzeitigen Regelung werden die dem EEG ursächlich zuzuordnenden zusätzlichen Regelenergie- und Netzausbaukosten offiziell gar nicht dem EEG zugerechnet, aber trotzdem einseitig auf sämtliche entnehmende Netznutzer umgelegt, ohne dass diesen die genaue Größenordnung dieser zusätzlichen Kosten bekannt ist. Ein novelliertes EEG muss daher Energieversorgungsunternehmen zur transparenten, separaten Veröffentlichung der Ausbaukosten, der Regelenergiekosten und der Vergütungszahlungen verpflichten. § 15 des Entwurfes ist entsprechend zu ergänzen.

Zudem muss sichergestellt werden, dass diese indirekten Mehrkosten verursachungsgerecht zugeordnet werden. Das bedeutet, dass auch die Erzeuger regenerativer Energie, die die Notwendigkeit zusätzlichen Regelenergieaufwandes bzw. zusätzlichen Netzausbaus verursachen, angemessen an diesen Kosten beteiligt werden. Dies würde einen Anreiz schaffen, durch entsprechende Standortplanung bzw. durch eigene Anstrengungen zur Verstetigung der Einspeisung des Stroms aus erneuerbaren Energien beizutragen und dadurch die zusätzlichen indirekten Mehrkosten zu verringern.

Der in § 14 Abs. 1 vorgesehene unverzügliche vorläufige Ausgleich der Energien zwischen den Übertragungsnetzbetreibern würde de facto zu einem bundesweiten Regelenergieausgleich führen. Dadurch würde der Ausgleichsenergieaufwand in

den Regelzonen von E.ON und Vattenfall sinken und in den anderen Regelzonen steigen mit entsprechenden Folgen für die Netznutzungsentgelte. Ein solcher bundesweiter Ausgleich mag aus Gründen der Gleichverteilung in Erwägung zu ziehen sein. Er führt letztendlich aber dazu, dass die tatsächlich durch das EEG verursachten indirekten Mehrkosten erneut „verschmiert" werden, das heißt durch eine Aufteilung auf eine größere Zahl von Belasteten letztendlich „kleingerechnet" werden sollen. Dadurch würde aber zusätzliche Intransparenz geschaffen, weil die tatsächliche Höhe der direkten Kosten erneut verschleiert würde. Auch aus diesem Grund ist es dringend notwendig, einen Gesamtdeckel für die insgesamt durch das EEG verursachten Kosten (Vergütungen, indirekte Mehrkosten wie Regelenergieaufwand und Netzausbaukosten) im Gesetz zu verankern.

21. Welche infrastrukturellen Herausforderungen für die deutsche Stromversorgung sind durch das EEG bereits entstanden und werden entsprechend dem vorliegenden Gesetzesentwurf künftig darüber hinaus entstehen und welche Planungs- und Investitionszeiträume sind dabei zu berücksichtigen?

    Durch den verstärken Zubau insbesondere von Off-shore-Windanlagen werden nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber in Zukunft in großem Umfang Investitionen in den Netzausbau anfallen. Die dafür notwendigen Zahlungs- und Investitionszeiträume liegen - wiederum nach Angaben der Netzbetreiber – im Bereich oberhalb von zehn Jahren.

    Durch den verstärkten Zubau von Off-shore-Windanlagen werden in Zukunft im großem Umfang Netzausbaukosten anfallen. Nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber sind in den nächsten zehn Jahren etwa 1.000 bis 1.500 km neue Leitungen notwendig, insbesondere um den aus den erwarteten Off-shore-Anlagen erzeugten Windstrom zu den Verbrauchsschwerpunkten zu transportieren. Die Kosten dafür werden seitens der Übertragungsnetzbetreiber auf bis zu 1 Mrd. € für diesen Zeitraum beziffert. Diese Netzausbaukosten werden offiziell gar nicht dem EEG zugerechnet, allerdings trotzdem einseitig auf alle entnehmende Netznutzer im jeweiligen Gebiet des betroffenen Netzbetreibers umgelegt, ohne dass den Netznutzern die genaue Größenordnung dieser zusätzlichen Kosten bekannt ist.

    Ein novelliertes EEG muss daher die Energieversorgungsunternehmen zur separaten Veröffentlichung dieser Ausbaukosten verpflichten. § 15 des Entwurfes ist entsprechend zu ergänzen. Zudem muss dafür gesorgt werden, dass diese zusätzlichen Kosten begrenzt werden. Hierzu hat VIK die Verankerung eines Gesamtbudgets im EEG in Höhe von insgesamt 5 Mrd. Euro vorgeschlagen, aus dem neben der Vergütung auch die indirekten Kosten, wie Netzausbaukosten sowie zusätzliche Ausgleichsenergiekosten, zu bezahlen sind.

22. Welche Auswirkungen hat der Zubau bei der Windenergie auf Natur, Landschaft und betroffene Anwohner?

    Keine Antwort

23. Wie wird mit Blick auf die Windenergie das bestehende EEG-Fördersystem bewertet?

    Es wird auf die Antwort zu Frage 1/CDU/CSU verwiesen.

24. Gibt es neben dem EEG-Fördersystem alternative Fördermöglichkeiten die effizienter sind? Wenn ja, innerhalb welcher Zeiträume könnten diese realisiert werden?

    Es wird auf die Antwort zu Frage 2/CDU/CSU verwiesen.

25. Kann durch die im Gesetzentwurf für die Windenergie vorgesehenen Vergütungssätze eine Überförderung ausgeschlossen werden?

    Das praktizierte System der Festpreise kann eine Überförderung grundsätzlich nicht ausschließen.

26. Wie wird die Möglichkeit des Ausschlusses des Ausbaus der Windkraft im Binnenland durch den Gesetzentwurf bewertet?

    Keine Antwort

27. Wie wird die 65-Prozent-Regelung im Gesetzentwurf im Hinblick auf den Ausbau der Windkraft insbesondere im Binnenland bewertet?

    Diese Regelung wird dazu führen, dass unwirtschaftliche Anlagen an windarmen Standorten in Zukunft nicht mehr gefördert werden. Tendenziell wird es an solchen windarmen Standorten zu einem geringeren Zubau von Windanlagen kommen. Aus Sicht einer verbesserten Effizienz der eingesetzten Subventionsgelder ist diese Regelung sehr positiv zu beurteilen. Eine Konzentration der Förderung auf effiziente Anlagen an windgünstigen Standorten wird begrüßt.

28. Welche Konsequenzen kann die Festlegung des Referenzwertes auf 65 Prozent haben?

    Diese Regelung wird dazu führen, dass unwirtschaftliche Anlagen an windarmen Standorten in Zukunft nicht mehr gefördert werden. Tendenziell wird es an solchen windarmen Standorten zu einem geringeren Zubau von Windanlagen kommen. Aus Sicht einer verbesserten Effizienz der eingesetzten Subventionsgelder ist diese Regelung sehr positiv zu beurteilen.

29. Wie hoch wird das Repowering-Potenzial in Deutschland eingeschätzt? In welchen Zeiträumen und wie kann dieses unter welchen Förderbedingungen erschlossen werden?

    Das Repowering-Potential ist abhängig von der Mindestwirkungsgradregelung und der jeweiligen Effizienz der Anlage.

30. Wie hoch wird das wirtschaftlich erschließbare Offshore-Potenzial in Deutschland eingeschätzt? In welchen Zeiträumen kann dieses unter welchen Förderbedingungen erschlossen werden?

    Keine Antwort

31. Welche technologischen, rechtlichen, ökologischen, versicherungstechnischen und schifffahrtstechnischen Probleme hinsichtlich Off-Shore können wie und wann gelöst werden?

    Keine Antwort

32. Welche Vor- und Nachteile hätte die Erschließung des Offshore-Potenzials durch ein Ausschreibungsmodell?

    Es wird auf die Antwort zu Frage 2/CDU/CSU verwiesen.

33. Wie groß ist das wirtschaftlich erschließbare Potenzial der Biomasse in Deutschland?

    Keine Antwort

34. Welche Effizienzverbesserungen sind bei der Biomasse in den nächsten Jahren zu erwarten?

Keine Antwort

35. Wie viele Biomasse-Anlagen sind in welchem zeitlichen Rahmen realisierbar?

Keine Antwort

36. Wie wird die im Gesetzentwurf vorgesehene Verkürzung des Förderzeitraums von derzeit 20 Jahre auf 15 Jahre bewertet?

Die Verkürzung des Förderzeitraums hat generell zur Folge, dass effizientere Anlagen als bisher errichtet werden, die innerhalb dieses verkürzten Zeitraums wirtschaftlich arbeiten. Ineffizientere Anlagen werden nicht errichtet. Dazu ergibt sich auch ein Anreiz für die Entwickler solcher Erzeugungstechnologien, stärker nach kostensenkenden Innovationen zu suchen.

37. Welche Auswirkungen hat die Verkürzung des Förderzeitraums auf die Erschließung der Potenziale im Bereich der Biomasse?

Es wird auf die Antwort zu Frage 36/CDU/CSU verwiesen.

38. Wie wird die im Gesetzentwurf bei der Eiomasse vorgesehene Erhöhung der Degression für Neuanlagen von 1 Prozent auf 2 Prozent mit Blick auf die technischen Innovationsmöglichkeiten bewertet?

Eine Verstärkung der Degression ist gerechtfertigt. Damit werden auf Seiten der Anlagenbauer und -errichter stärkere Anreize zu erhöhten Kostensenkungen geschaffen. Damit sinken die Stromgestehungskosten, was zu einer schnelleren Integration der erneuerbaren Energien in den wettbewerblichen Strommarkt führt.

39. Wie wird der im Gesetzentwurf vorgesehene „Brennstoffbonus“ bewertet?

Ein solcher Brennstoffbonus wird abgelehnt. Wenn überhaupt, wäre die Einführung eines Bonus an einen Effizienzmaßstab wie etwa dem Wirkungsgrad zu koppeln. Vergleiche dazu die Antwort auf Frage 40/CDU/CSU.

40. Wie wird der im Gesetzentwurf vorgesehene „Technologiebonus“ bewertet?

Ein solcher Technologiebonus wird abgelehnt. Besser wäre, wenn überhaupt, einen zusätzlichen Bonus an einen Effizienzmaßstab wie etwa dem Wirkungsgrad zu koppeln. Damit würden stärkere Anreize zu Effizienzsteigerungen geschaffen werden. Grundsätzlich ist die administrative Festlegung per Gesetz, welche Technik per se als effizient anzusehen ist, abzulehnen. Die Förderung sollte sich vielmehr an Effizienzkriterien ausrichten. Letztendlich wird der Wettbewerb um die effiziente Technik zeigen, welche Erzeugungstechnologie sich durchsetzen wird und in diesem Sinne als effizient zu bezeichnen ist.

41. Welchen Forschungs- und Entwicklungsbedarf gibt es bei Biomasse/Biogas?

Keine Antwort

42. Wie werden Kleine und Große Wasserkraft hinsichtlich ihrer Effizienz und ihrer ökologischen Auswirkungen bewertet?

Keine Antwort

43. Welcher Stellenwert wird der hohen Stetigkeit der Wasserkraft bei der Stromproduktion im Vergleich zu anderen Erneuerbaren Energien beigemessen?

Grundsätzlich ist keine Erzeugungsart aus erneuerbaren Energien einer anderen vorzuziehen. Bei einer Umstellung des Fördersystems dahingehend, dass die Erzeuger erneuerbarer Energien ihre Stromerzeugung eigenständig vermarkten müssten, würde sich am Markt zeigen, ob die Einspeisung aus Wasserkraft leichter in das Stromversorgungssystem zu integrieren wäre. Allerdings gilt, dass auch die Einspeisung aus Laufwasserkraft keine vollständige Stetigkeit aufweist, sondern auch von meteorologischen Gegebenheiten abhängt.

44. Wie wird die im Gesetzentwurf vorgesehene Einbeziehung der großen Wasserkraft in die EEG-Förderung bewertet?

Die Einbeziehung der großen Wasserkraft in das EEG muss abgelehnt werden, weil dadurch das Fördervolumen und dementsprechend die Kostenbelastung ganz erheblich ausgedehnt würden. Modernisierungen großer Wasserkraftwerke sollten stattdessen im Rahmen einmaliger Investitionszuschüsse außerhalb des EEG gefördert werden.

45. Ist eine Realisierung der Vorhaben im Bereich Großer Wasserkraftanlagen bis zum 31.12.2012 möglich?

Keine Antwort

46. Bei welchen Wasserkraftanlagen ist eine Erhöhung des elektrischen Arbeitsvermögens um mindestens 15 Prozent realisierbar?

Keine Antwort

47. Wie werden die im Gesetzentwurf vorgesehenen naturschutzrechtlichen Vorgaben bewertet?

Keine Antwort

48. Wie wird die im Gesetzentwurf vorgesehene Begrenzung des Förderzeitraums bei Anlagen bis 5 MW auf 20 Jahre und über 5 MW auf 15 Jahre bewertet?

Grundsätzlich wird eine Verkürzung der Förderungsdauer positiv bewertet, weil dadurch stärkere Effizienzanreize gesetzt werden. Es werden nur effiziente Anlagen errichtet, die innerhalb dieses verkürzten Zeitraums wirtschaftlich arbeiten. Ineffizientere Anlagen werden nicht errichtet. Dazu ergibt sich auch ein Anreiz für die Entwickler solcher Erzeugungstechnologien, stärker nach kostensenkenden Innovationen zu suchen. Die Differenzierung der Förderungsdauer nach Größenklassen, wie im Gesetzentwurf vorgesehen, ist nicht nachvollziehbar.

49. Wie werden die im Gesetzentwurf vorgesehenen Vergütungssätze bei der Kleinen und Großen Wasserkraft bewertet?

Keine Antwort

50. Wie wird die im Gesetzentwurf vorgesehene Einführung von Degressionsschritten bei der Kleinen Wasserkraft (Anlagen bis 5 MW) mit Blick auf die technischen Innovationsmöglichkeiten bewertet?

Grundsätzlich ist eine Erhöhung der Degressionsschritte positiv zu beurteilen, weil damit stärkere Kostensenkungsanreize gesetzt werden.

51. Wie viele Unternehmen haben bislang die Härtefallregelung in Anspruch genommen?

Die Bundesregierung hat im Januar 2004 über den Umfang und die Auswirkungen der EEG-Härtefallregelung berichtet (Drucksache 15/2370 des Deutschen Bundestages). Demnach hatten im Januar 2004 56 Unternehmen insgesamt 60 Anträge gestellt. Davon waren 40 Anträge positiv beschieden worden, einer wurde abgelehnt, drei zurückgenommen, ein Verfahren ruht. Die 40 positiv beschiedenen Anträge umfassen einen Gesamtverbrauch von rund 30 TWh. Davon wurden 26,2 TWh teilweise von der EEG-Umlage entlastet.

52. Wie viele Unternehmen werden von der im Gesetzentwurf vorgesehenen Regelung profitieren können?

Zur Anzahl der Unternehmen, die die vorgesehene Härtefallregelung in Anspruch nehmen können, sind keine Angaben möglich. Zu vermuten ist allerdings, dass sich aufgrund der Absenkung des Eingangsschwellenwertes für den Stromfremdbezug von 100 auf 10 GWh und der leichten Absenkung des Kriteriums „Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung“ die Zahl der antragsberechtigten Unternehmen erhöhen wird. Damit wird sich auch die von der Härtefallregelung entlastete Strommenge erhöhen. Im Januar 2004 waren nach Auskunft der Bundesregierung (Bundestags-Drucksache 15/2370) etwa 26.000 GWh von der alten Härtefallregelung begünstigt. VIK rechnet damit, dass unter der neuen Härtefallregelung im Jahre 2005 bis etwa 45.000 GWh betroffen sind.

53. Wie hoch wird der finanzielle und organisatorische Aufwand der Unternehmer für die Inanspruchnahme der Regelung eingeschätzt?

Die Erfahrungen mit der bisherigen Härtefallregelung des § 11 a zeigen, dass die Beanspruchung dieser Regelung für die Unternehmen mit einem hohen organisatorischen Aufwand verbunden ist. Dies betrifft die Vorlage der notwendigen Unterlagen, Probleme bei der Beibringung von Testaten, Unsicherheiten bezüglich der Abgrenzung selbständiger Unternehmensteile oder bezüglich der Definition der Bruttowertschöpfung. Damit sind sowohl in der Vorbereitungsphase im Unternehmen selbst als auch in der Antragsphase (Nachfragen durch das BAFA, mehrfache Aufforderungen zum Nachreichen an Unterlagen) ein erheblicher Mehraufwand sowie eine Bindung von Arbeitskraft im Unternehmen selbst, die dem Produktionsprozess entzogen wird, verbunden. Von einzelnen Unternehmen wird der dadurch entstehende Aufwand mit ca. 50.000 € beziffert.

In diesem Zusammenhang ist zwar zu begrüßen, dass das Tatbestandsmerkmal „Nachweis der erheblichen Beeinträchtigung der Wettbewerbsfähigkeit“ entfallen ist. Zu begrüßen ist weiterhin, dass dadurch der Ermessensspielraum der ausführenden Behörde deutlich reduziert wird. Das Antragsverfahren ist aber nach wie vor etwa im Hinblick auf die einzureichenden Unterlagen und Nachweise sehr bürokratisch strukturiert. Insbesondere eine schnelle Entscheidung kann nicht mehr erwartet werden. Am Grundsatz des einzelfallbezogenen, jährlich neu zu stellenden Antrags wird weiterhin festgehalten. Die mit diesem bürokratischen Verfahren verbundenen Kosten werden auf die antragstellenden Unternehmen abgewälzt.

Auch die Dauer des Antragsverfahrens spielt eine große Rolle. So kann die Frage, ob ein positiver Bescheid einen Monat früher oder einen Monat später eingeht, bei energieintensiven Unternehmen einen Kostenunterschied in sechsstelliger Höhe ausmachen. Da zwar in der alten Härtefallregelung eine Entscheidung innerhalb von vier Wochen nach Vorliegen der vollständigen Unterlagen vorgesehen war, die Entscheidung darüber, ob die Unterlagen vollständig sind, jedoch in der Befugnis des BAFA liegt, können erhebliche Verzögerungen entstehen. Daher sollte vorgesehen werden, dass die Entlastung von den EEG-Mehrkosten zum Zeitpunkt der Antragstellung wirksam wird.

54. Wie hoch wird das Volumen der Entlastung für die Unternehmer, die die Härtefallregelung in Anspruch nehmen, eingeschätzt?

Die Härtefallregelung sieht vor, dass die EEG-Kostenbelastung auf 0,05 ct/kWh beschränkt wird, sofern der 10-%-Deckel des § 16 Abs. 4 nicht erreicht wird. Unterstellt man, dass im Jahre 2004 etwa 45.000 GWh von der Härtefallregelung betroffen sind, dann ergibt sich daraus eine Senkung der EEG-Umlage für die betroffenen Strommengen um etwas mehr als 0,4 ct/kWh. Bei einem Unternehmen mit einem Jahresverbrauch von 50 GWh entspräche das einer Entlastung um etwa 190.000 €. Bei der angenommenen Strommenge von 45.000 GWh, die von der Härtefallregelung betroffen ist, entspräche das einer Entlastung der deutschen stromintensiven Industrie in einer Größenordnung von etwa 190 Mio. €.

§ 16 Abs. 4 sieht allerdings vor, dass die zulässige EEG-Belastung höher als 0,05 ct/kWh ausfallen kann (das heißt, die tatsächliche Entlastung wäre geringer als die oben angegebenen 0,45 ct/kWh), wenn dadurch die Belastung für die nicht von der Härtefallregelung Betroffenen um mehr als 10 % steigt. Dementsprechend wäre die Entlastung geringer als oben angenommen.

55. Wie wird die Ausgestaltung der Regelung im Hinblick auf die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen bewertet?

Für Industrie- und Gewerbeunternehmen, die im weltweiten Wettbewerb im In- und Ausland stehen, ist eine Zusatzbelastung der Stromkosten, wie sie heute besteht, nicht tragbar. Die Belastungen aus der Förderung erneuerbarer Energien sind in den meisten industriell geprägten EU-Ländern deutlich geringer. In den Niederlanden ist die Industrie von diesen Belastungen bspw. fast völlig befreit. Ohne eine deutliche Begrenzung dieser Zusatzkosten drohen Produktionsverlagerungen der stromintensiven Industrie von Deutschland an andere Standorte der Weltwirtschaft. Vor diesem Hintergrund bietet die vorgesehene Ausgestaltung der besonderen Ausgleichsregelung keine ausreichende Entlastung. Die Absenkung des Eingangsschwellenwertes für den Stromverbrauch aus dem Netz für die allgemeine Versorgung von 100 auf 10 GWh ist zwar zu begrüßen, allerdings liegt der Schwellenwert von 15 % für das Kriterium „Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung“ weiterhin viel zu hoch. Dadurch kann keine ausreichende Entlastung der energieintensiven Industrie gewährleistet werden. Eine Absenkung auf 5 % ist dringend notwendig.

Außerdem beseitigt der vorgesehene Begrenzungsmechanismus nicht das Grundproblem, nämlich die steigende Tendenz der EEG-Belastung. Denn die nach § 16 Abs. 3 für die ersten 10 % des Strombezugs zu zahlende Umlage wird sich im Laufe der Zeit aufgrund der steigenden EEG-Einspeisung weiter deutlich erhöhen. Auch die Regelung des § 16 Abs. 4 führt zu steigenden Belastungen im Bereich der von der Härtefallregelung eigentlich begünstigten Strombezugsmengen, wenn die in § 16 Abs. 4 vorgesehene 10-%-Grenze ausgeschöpft wird.

Durch die Regelung des § 16 Abs. 4 wird die Planungssicherheit der Unternehmen sogar noch verschlechtert, da die Höhe der Begrenzung in ct/kWh von Jahr zu Jahr schwanken kann. Dadurch variiert die Höhe der EEG-Kostenbelastung für diese Unternehmen. Ziel der Einführung einer Härtefallregelung war aber immer auch, den betroffenen Unternehmen Planungs- und damit Investitionssicherheit zu bieten. Mit fehlender Planungssicherheit sinkt die Investitionsbereitschaft am Standort Deutschland, mit allen daraus resultierenden negativen Konsequenzen auch in Bezug auf die Arbeitsplatzsituation.

Daneben führt die vorgesehene Beschränkung der Härtefallregelung auf Unternehmen des produzierenden Gewerbes zu einer Ungleichbehandlung. Denn dadurch werden a priori Unternehmen des Dienstleistungsgewerbes bzw. des schienengebundenen Verkehrs ausgeschlossen. Letzteres führt zu einer Diskriminierung des Schienenverkehrs gegenüber anderen Verkehrsmitteln.

Strom, der als Rohstoff oder in bestimmten Produktions- bzw. Stoffumwandlungsprozessen eingesetzt wird, muss von der EEG-Umlage befreit werden. Dies entspricht den Regelungen anderer europäischer Länder (z.B. Großbritannien) und steht im Einklang mit der kürzlich beschlossenen EU-Energiesteuerrichtlinie, die solchen Strom bewusst von der obligatorischen Mindestbesteuerung ausnimmt.

Schließlich führt die vorgesehene Ausgestaltung, insbesondere in § 16 Abs. 3 und Abs. 4 zu einer Verschlechterung der Wettbewerbssituation derjenigen Unternehmen, die bereits heute von der Härtefallregelung betroffen sind:

Die Regelung des § 16 Abs. 3, wonach für die Strommenge, die über 10 Prozent der Gesamtstrommenge an einer Abnahmestelle hinausgeht, der Prozentsatz des bezogenen Stroms begrenzt wird, führt zu einer erheblichen Verschlechterung für Unternehmen mit hohen Strombedarf: Bisher setzte gem. § 11 a Abs. 3 die Kostenentlastung für Verbräuche oberhalb von 100 GWh ein. Nach der vorgesehenen Regelung soll dies nun für Verbräuche oberhalb der ersten 10% des gesamten Stromfremdbezugs gelten. Für Unternehmen, die einen Stromverbrauch von mehr als 1000 GWh aufweisen, wird damit diese Grenze nach oben verschoben, d.h. ihre Entlastung wird gegenüber der geltenden Regelung geringer. Da aber gerade die unter die sehr restriktive geltende Regelung des § 11 a fallenden Unternehmen vorrangiges Ziel der Härtefallregelung waren, ist eine solche Verschlechterung gegenüber der bisherigen Situation und damit eine Verschlechterung der Wettbewerbssituation dieser Unternehmen nicht hinzunehmen. Daher darf diese vorgesehene 10-Prozent-Grenze nur dann gelten, solange 10 Prozent des Stromverbrauchs an einer Abnahmestelle den absoluten Wert von 100 GWh unterschreiten. Übersteigt der 10-Prozent-Anteil diesen Verbrauchswert, so ist stattdessen für die Strommenge, die über 100 GWh der Gesamtstrommenge hinausgeht, der Prozentsatz des bezogenen Stroms zu begrenzen.

Die in § 16 Abs. 4 eingeführte Regelung des 10%-Umverteilungsdeckels führt ebenfalls tendenziell zu einer Verschlechterung für die Unternehmen, die bereits unter die geltende Regelung fallen: Wird die in § 16 Abs. 4 eingeführte Bedingung bezüglich der nicht begünstigten Letztverbraucher überschritten, so würde ein einheitlicher Prozentsatz für alle begünstigten Unternehmen festgelegt. Dadurch würden sich die effektiven Differenzkosten durch das EEG als Residualgröße ergeben. Diese wären notwendigerweise höher als die in § 16 Abs. 3 Satz 2 festgelegten 0,05 ct/kWh. Dies würde eine erhebliche Verschlechterung gegenüber der geltenden Regelung bedeuten und damit das Ziel, energieintensiven Unternehmen eine Kostenentlastung zu gewähren, ad absurdum führen. Außerdem wird durch

die jährliche Neufestlegung dieses einheitlichen Satzes die Planungssicherheit der betroffenen Unternehmen verringert.

56. Welche Auswirkungen haben die erneuerbaren Energien auf die Stabilität bzw. Ausbau der Stromnetze und damit auf die Versorgungssicherheit in Deutschland?

Nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber wird der Netzausbau in großem

Notwendig ist die „Ertüchtigung“ des Beschaffungsmarktes für Regelenergie bis er voll funktionsfähig ist. Dies ist eine Aufgabe, die bei der Novellierung des EnWG zu lösen ist. Daneben müssen alle Möglichkeiten der Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie auch durch verbraucherseitige Maßnahmen geschaffen werden. Dies kann etwa durch Abschaltung großer Verbrauchsanlagen geschehen. Durch eine solche Lastreduktion kann ein Überschuss an Einspeisung ins Netz ausgeglichen werden. Dies ist je nach Produktionsprozess in einigen Bereichen gerade der stromintensiven Industrie möglich. Hierzu muss die Teilnahme auch von Stromverbrauchern als Anbieter am Regelenergiemarkt erleichtert werden.

Unabhängig davon müssen Regel- und Ausgleichsenergiekosten ebenso wie andere indirekte Mehrkosten transparent ausgewiesen werden, so dass der einzelne Verbraucher und die Politik tatsächlich erfahren, wie hoch die durch das EEG verursachten indirekten Belastungen sind.

62. Wie wird beurteilt, dass die Regelenergiekosten nur die betroffenen Unternehmen zu tragen haben, aber kein bundesweiter Ausgleich stattfindet?

Die zusätzlich entstehenden Regelenergiekosten werden nicht vom „betroffenen“ Unternehmen, d. h. vom Netzbetreiber getragen, sondern diese geben sie über die Netznutzungsentgelte weiter an die Netzkunden in ihrem Gebiet.

Der in § 14 Abs. 1 vorgesehene unverzügliche vorläufige Ausgleich der Energien zwischen den Übertragungsnetzbetreibern würde de facto zu einem bundesweiten Regelenergieausgleich führen. Dadurch würde der Ausgleichsenergieaufwand in den Regelzonen von E.ON und Vattenfall sinken und in den anderen Regelzonen steigen mit entsprechenden Folgen für die Netznutzungsentgelte. Ein solcher bundesweiter Ausgleich mag aus Gründen der Gleichverteilung in Erwägung zu ziehen sein. Er führt letztendlich aber dazu, dass die tatsächlich durch das EEG verursachten indirekten Mehrkosten erneut „verschmiert“ werden, das heißt durch eine Aufteilung auf eine größere Zahl von Belasteten letztendlich „kleingerechnet“ werden sollen. Dadurch würde aber zusätzliche Intransparenz geschaffen, weil die tatsächliche Höhe der direkten Kosten erneut verschleiert würde. Auch aus diesem Grund ist es dringend notwendig, einen Gesamtdeckel für die insgesamt durch das EEG verursachten Kosten (Vergütungen, indirekte Mehrkosten wie Regelenergieaufwand und Netzausbaukosten) im Gesetz zu verankern.

63. Werden im EEG Netzausbau- und Regelenergiekosten verursachungsgemäß zugerechnet? Wenn nein, wie könnte eine gesetzliche Regelung aussehen?

Bisher erfolgt im EEG keine verursachungsgerechte Zuordnung der Netzausbau- und Regelenergiekosten. Diese indirekten Mehrkosten werden zurzeit von den Übertragungsnetzbetreibern über die Netznutzungsentgelte bzw. über die Abrechnung gegenüber dem Bilanzkreisverantwortlichen auf die Stromkunden in ihrem jeweiligen Netzgebiet gewälzt. Verursachungsgerecht wäre eine zumindest teilweise Zuordnung dieser indirekten Mehrkosten zu den Erzeugern von Strom aus erneuerbaren Energien, die ja die Notwendigkeit zusätzlichen Regelenergieaufwandes bzw. zusätzlichen Netzausbaus verursachen. Dies würde einen Anreiz schaffen, durch entsprechende Standortplanung bzw. durch eigene Anstrengungen zur Verstetigung der Einspeisung des Stroms aus erneuerbaren Energien beizutragen und dadurch die zusätzlichen indirekten Mehrkosten zu verringern.

64. Werden durch einen Ausbau der Windkraft weitere Freileitungstrassen benötigt? Falls ja, in welchem Umfang?

Nach Aussagen der Netzbetreiber werden neue Freileitungstrassen in erheblichem Umfang benötigt. Es wird auf die Antwort zu Frage 59/CDU/CSU verwiesen.

65. Wie hoch ist das wirtschaftlich erschließbare Potenzial der Geothermie in Deutschland?

Keine Antwort

66. In welchen Zeiträumen kann dieses Potenzial erschlossen werden?

Keine Antwort

67. Sind die im Gesetzentwurf vorgesehenen Vergütungssätze ausreichend, diese Potenziale zu erschließen?

Aufgrund der noch relativ weit von der Marktfähigkeit entfernten Erzeugungstechnologien und –kosten sollte diese Technologie nicht über feste Vergütungssätze im EEG gefördert werden. Vielmehr bieten sich in diesem Bereich eher direkte Forschungsförderungsmaßnahmen an.

68. Gibt es neben der EEG-Förderung weitere, bessere Möglichkeiten die Potenziale im Bereich der Geothermie zu erschließen?

Es wird auf die Antwort zu Frage 67/CDU/CSU verwiesen.

69. Kann durch die neue Regelung zum Erfahrungsbericht im Gesetzentwurf, wonach er bis zum 31. Dezember 2007 und dann nur noch alle vier Jahre vorgelegt werden soll, noch in ausreichendem Maße auf alle positiven wie auch negativen Entwicklungen im Bereich der erneuerbaren Energien reagiert werden?

Gegenüber dem jetzt geltenden Gesetz sieht § 20 Abs. 1 des Entwurfs einen Erfahrungsbericht nur noch alle vier Jahre vor – statt wie bisher alle zwei Jahre. Angesichts der erheblichen wirtschaftlichen Auswirkungen und Belastungen durch dieses Gesetz für alle Stromkunden, insbesondere für die stromintensive Industrie ist eine Verdoppelung der Berichtsfrist völlig inakzeptabel. Es sollte nicht der Eindruck erweckt werden, dass die für das EEG verantwortliche Politik kein Interesse mehr an Transparenz und Information über für sie kritische Entwicklungen hat. Nur bei umfassender und zeitnaher Information kann rechtzeitig und flexibel auf Fehlentwicklungen reagiert werden.

70. Welche Konsequenzen aus dem Erfahrungsbericht wurden konkret im vorliegenden Gesetzesentwurf gezogen?

Keine Antwort

Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

1. Sind die Ausbauziele 12,5 % bis 2010 und 20 % bis 2020 realisierbar?

   Die im Gesetz formulierten Ausbauziele sind äußerst ambitioniert. Ihre Realisierung ist durch die im Gesetz verankerten Instrumente nicht ohne eine erhebliche Kostenbelastung zu erreichen. Daher ist der verstärkte Einsatz von effizienzsteigernden Anreizmechanismen wie etwa Ausschreibungsverfahren zur Realisierung der genannten Ziele unabdingbar.

2. Entsprechen diese Ausbauziele den Anforderungen an eine nachhaltige Entwicklung insbesondere mit Blick auf einen wirksamen Klimaschutz?

   Es gibt viele Instrumente für den Klimaschutz, von denen das effizienteste genutzt werden sollte. Sehr viel niedrigere CO_2-Vermeidungskosten etwa bei effizienzsteigernden Maßnahmen im Kraftwerksbau gegenüber der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sprechen beispielsweise dafür, das das EEG nicht das effizienteste Instrumentarium darstellt. Daher gilt es, eine Bereinigung und Abstimmung der Instrumente durchzuführen sowie neue Mehrfach-Förderungen und damit Mehrfach-Belastungen zu vermeiden.

3. Wird mit dem Entwurf die EU-Richtlinie vollständig umgesetzt?

   Keine Antwort

4. Wie sind die finanziellen Auswirkungen dieser Ausbauziele?

   Auf Basis der geltenden Bestimmungen des EEG erwartet VIK in den nächsten Jahren einen weiteren Anstieg des Fördervolumens. Die gesamten Vergütungszahlungen werden im Jahre 2010 in der Größenordnung von 5 Mrd. Euro liegen. Dies entspricht unter Berücksichtigung der durch die EEG-Einspeisung vermiedenen alternativen Strombeschaffungskosten einem Nettokostenblock von etwa 3,5 Mrd. Euro. Dabei sind indirekte Zusatzkosten wie etwa für notwendige Ausgleichsenergie oder Netzausbaumaßnahmen noch nicht berücksichtigt. Bei Umsetzung des EEG in der im vorliegenden Gesetzentwurf geplanten Form werden sich die Vergütungszahlungen und Kosten noch weiter erhöhen, da im Gesetzentwurf im Wesentlichen - von Ausnahmen abgesehen - eine dauerhafte Ausweitung der Förderung vorgesehen ist. Anzustreben wäre aus Sicht des VIK eine Deckelung der im Rahmen des EEG insgesamt zu verteilenden Beihilfemittel auf 5 Mrd. Euro, um die Belastung des Standorts Deutschland und seiner Beschäftigten in Grenzen zu halten.

5. Steht Deutschland mit der Entwicklung der Erneuerbaren Energien im internationalen Vergleich allein da?

   Die Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Gesamtstromverbrauch ist im internationalen Vergleich sehr unterschiedlich. Gründe dafür sind die unterschiedlichen natürlichen und meteorologischen Gegebenheiten sowie unterschiedliche Fördersysteme. Auch auf der Aufbringungsseite der Fördergelder ergeben sich erhebliche Unterschiede. So sind beispielsweise in Schweden und den Niederlanden energieintensive Unternehmen von der Aufbringung dieser teilweise äußerst hohen Förderkosten weitgehend befreit, während dies in anderen Ländern, u. a. auch in Deutschland, erst rudimentär der Fall ist.

6. Welche Erfahrungen wurden mit Ausschreibungsmodellen oder anderen Modellen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien gemacht?

   In der Vergangenheit wurden in Großbritannien, Irland und Frankreich Ausschreibungsverfahren angewendet. Diese zeigten aufgrund der ungünstigen Ausgestaltung der Rahmenbedingungen nur wenig Erfolg. Insbesondere die mangelnde Verbindlichkeit und das Fehlen effektiver Sanktionen haben dazu beigetragen, diese Ausschreibungssysteme in Misskredit zu bringen. Diese Erfahrungen sprechen jedoch nicht gegen die Anwendung von Ausschreibungsverfahren als solche, sondern zeigen lediglich den Bedarf an sachgerechten und vernünftig ausgestalteten Ausschreibungsmechanismen, insbesondere ist eine Verbindung des Zuschlags in einem Ausschreibungsverfahren mit einer Pflicht zur Investition und mit Pönalen herzustellen.

7. Welche wirtschaftliche Entwicklung zeichnet sich im Bereich der Windenergie für die nächsten Jahre ab?

   Keine Antwort

8. Welche Auswirkungen hat die in § 10, 4 vorgesehene 65%-Regelung in Kombination mit der Kürzung der Vergütung und der Erhöhung der Degression für die Windindustrie?

   Diese Regelung wird dazu führen, dass unwirtschaftliche Anlagen an windarmen Standorten in Zukunft nicht mehr gefördert werden. Tendenziell wird es an solchen windarmen Standorten zu einem geringeren Zubau von Windanlagen kommen. Aus Sicht einer verbesserten Effizienz der eingesetzten Subventionsgelder ist diese Regelung sehr positiv zu beurteilen.

9. Wie bewerten Sie die 65%-Regelung grundsätzlich? Wie viel Prozent der für die nächsten Jahre projektierten Anlagen wäre davon betroffen? Welche Optimierungsmöglichkeiten sehen Sie? Sollte eine Übergangsregelung dazu eingeführt werden, um die Planungssicherheit zu erhöhen? Falls ja, wie lange sollte diese sein?

   Es wird auf die Antwort zur Frage 8/Bündnis90/Die Grünen verwiesen.

10. Sind die Verbesserungen der Vergütungen für die Realisierung des Zukunftsmarktes Offshore-Windeneregie hinreichend?

    Keine Antwort

11. Ist es sinnvoll, schon zu Beginn der Offshore-Entwicklung Anreize zu setzen, besonders küstenferne Gebiete mit großen Wassertiefen zu erschließen?

    Es ist generell sinnvoll, Anreize zu setzen, um eine kostengünstige und effiziente sowie wettbewerbsgerechte Entwicklung zu ermöglichen. Welche Offshore-Gebiete erschlossen werden, sollte dem Markt überlassen bleiben.

12. Wie ist die künftige Planung von Offshore-Anlagen im Hinblick auf die Belange des Naturschutzes und des Vogelschutzes zu bewerten? Wie bewerten Sie in diesem Zusammenhang die Wirkung bereits bestehender Regelungen des Genehmigungsverfahrens? Ist der generelle Ausschluss von Natura 2000-Gebieten sachgerecht?

    Keine Antwort

13. Welche Effekte sind mit der Regelung zum Repowering in diesem Bereich zu erwarten?

    Keine Antwort

14. Welche Auswirkungen hat das Einsetzen der Degression zum Ende des Jahres und welche Auswirkungen hätte eine Verschiebung des Einsetzens der Degression jeweils zum 1. Juli eines Jahres für die Windindustrie?

    Es gilt, dass die Gesamtförderung umso höher ist, je später die Degression einsetzt. Ein späteres Einsetzen der Degression wird damit das Fördervolumen und die damit einhergehende Kostenbelastung erhöhen.

15. Wie ist die wirtschaftliche Entwicklung im Bereich der Bioenergien in den letzten Jahren zu kennzeichnen?

    Keine Antwort

16. Welche Auswirkungen werden die im Gesetzentwurf vorgesehene Kürzung der Vergütungsdauer auf 15 Jahre sowie die Verdopplung der Degression auf die Entwicklung haben? Sind diese Maßnahmen mit dem Ziel einer stärkeren Ausschöpfung der Bioenergie-Potenziale vereinbar?

    Durch die Absenkung der Vergütungsdauer sowie die Verstärkung der Degression werden stärkere Kostensenkungsanreize gesetzt. Dies hat zur Folge, dass effizientere Anlagen als bisher errichtet werden, die innerhalb dieses verkürzten Zeitraums wirtschaftlich arbeiten. Ineffizientere Anlagen werden nicht errichtet. Dadurch wird die Integration der Stromerzeugung aus Biomasse in den wettbewerblichen Strommarkt forciert.

17. Wo liegen die durch das EEG bisher noch nicht nutzbar gemachten Potenziale der Bioenergien? Wie können Sie nutzbar gemacht werden?

    Keine Antwort

18. Wie sollte der Bonus für nachwachsende Rohstoffe ausgestaltet sein, damit das Ziel der Ausschöpfung des Potenzials von u.a. Energiepflanzen erreicht wird?

    Ein Bonus für den Einsatz bestimmter Brennstoffe sowie für die Verwendung bestimmter Technologien ist nicht gerechtfertigt. Einzig sinnvoll wäre die Umgestaltung dieser vorgesehenen Boni zu echten Effizienzboni durch Kopplung des Bonus bspw. an den Wirkungsgrad.

19. Welche Effizienzverbesserungen sind im Bereich der Bioenergien in den nächsten Jahren zu erwarten? Ist es sachgerecht innovative Technologien durch einen Technologiebonus zu fördern? Welche Technologien sollten darüber wie gefördert werden?

    Ein Bonus für die Verwendung bestimmter Technologien ist nicht gerechtfertigt, zumal dann das Problem gelöst werden müsste, welche Technologien durch wen nach welchen Maßstäben für effizient erklärt werden sollen. Einzig sinnvoll wäre die Umgestaltung dieses vorgesehenen Technologiebonus' zu einem echten Effizienzbonus durch Kopplung des Bonus bspw. an den Wirkungsgrad.

20. Ist ein Anreiz für den verstärkten Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung sachgerecht? Wie sollte er ausgestaltet sein?

    Auch hier gilt, dass ein Bonus, wenn überhaupt, nur an ein echtes Effizienzkriterium, nicht aber an eine bestimmte Technologie geknüpft werden sollte. Vergleiche dazu Antwort zu Frage 19/Bündnis90Grüne.

21. Wie ist die Entwicklung im Bereich kleiner Wasserkraftanlagen in den letzten Jahren zu kennzeichnen? Welches Potenzial steht hier zukünftig noch zur Verfügung?

    Keine Antwort

22. Wie ist die Begrenzung der Vergütungsdauer und die eingeführte Degression im Zusammenhang mit den neuen Anforderungen hinsichtlich des Naturschutzes zu bewerten?

    Grundsätzlich wird eine Verkürzung der Förderungsdauer positiv bewertet, weil dadurch stärkere Effizienzanreize gesetzt werden. Es werden nur effiziente Anlagen errichtet, die innerhalb dieses verkürzten Zeitraums wirtschaftlich arbeiten. Ineffizientere Anlagen werden nicht errichtet. Dazu ergibt sich auch ein Anreiz für die Entwickler solcher Erzeugungstechnologien, stärker nach kostensenkenden Innovationen zu suchen.

    Auch die Erhöhung der Degressionsschritte positiv zu beurteilen, weil damit stärkere Kostensenkungsanreize gesetzt werden.

23. Reichen die Vergütungen zur Realisierung der Potenziale der kleinen Wasserkraft an Standorten mit vorhandenen Wehranlagen aus?

    Keine Antwort

24. Ist der Nachweis eines guten ökologischen Zustandes im EEG ergänzend zur Genehmigungspraxis der Bundesländer erforderlich?

    Keine Antwort

25. Ist die vorgeschlagene Degression von der Wasserkraft zu realisieren?

    Grundsätzlich bietet die Degression der Vergütungssätze Anreize dazu, Kostensenkungen zu realisieren. Die möglichen Kostensenkungspotenziale können nicht ex ante festgelegt werden, sondern stellen sich im Marktgeschehen ein. Dabei gilt, dass eine stärkere Degression der Vergütungssätze auch zu verstärkten Kostensenkungsanstrengungen führt.

26. Sehen Sie durch die jetzige Regelung einen Anreiz zur (ökologischen) Modernisierung von alten (kleinen) Wasserkraftanlagen?

    Keine Antwort

27. Halten Sie die Regelung zur Einbeziehung der Großen Wasserkraft (Modernisierung) für sachgerecht?

    Die Einbeziehung der großen Wasserkraft in das EEG muss abgelehnt werden, weil dadurch das Fördervolumen und dementsprechend die Kostenbelastung ganz erheblich ausgedehnt würden. Modernisierungen großer Wasserkraftwerke

sollten stattdessen im Rahmen einmaliger Investitionszuschüsse außerhalb des EEG gefördert werden.

28. Bei welchen Wasserkraftanlagen ist eine Erhöhung des elektrischen Arbeitsvermögens um mindestens 15% realisierbar? Welchen Anteil der modernisierungsfähigen Anlagen entspricht dies? Welche weiteren Potenziale könnten durch eine Absenkung auf z.B. 10 % zusätzlich zu welchen Kosten für das EEG erzielt werden?

    Keine Antwort

29. Wie ist die Wirtschaftlichkeit Großer Wasserkraftanlagen zukünftig im Zusammenhang mit der neuen Investitionsperiode im Kraftwerkspark zu bewerten?

    Die Wirtschaftlichkeit Großer Wasserkraftanlagen wird sich auch ohne Förderung verbessern, da Neuinvestitionen in anderen Bereichen des konventionellen Kraftwerksparks dort zu höheren Stromgestehungskosten führen dürften.

30. Welche Regelungen könnten oder müssen über das EEG hinaus im Energiewirtschaftsgesetz getroffen werden?

    Grundsätzlich sind beide Regelungsmaterien unabhängig voneinander zu sehen. Während das EnWG grundsätzliche Regelungen zum Funktionieren des Marktes trifft, geht es beim EEG im engeren Sinne nur um die Förderung einer bestimmten Erzeugungstechnologie. Dennoch sind zwei wesentliche Regelungsgebiete im EEG zu verankern.

    Dies betrifft zum einen die Berücksichtigung vermiedener Netznutzungsentgelte bei dezentraler Einspeisung. Hier war im Referentenentwurf des BMU vom August 2003 ursprünglich eine Regelung im EEG vorgesehen. Diese ist nun nicht mehr enthalten, daher muss im EnWG die Zahlung vermiedener Netznutzungsentgelte bei dezentraler Einspeisung verankert werden.

    Ein weiterer, wesentlicherer Punkt ist die Problematik der Ausgleichs- und Regelenergie. Diese spielt im Zusammenhang mit dem EEG insbesondere aufgrund der unstetigen Einspeisecharakteristik der Windenergie eine große Rolle. Hier müssen unabhängig von den Regelungen im EEG im EnWG Maßnahmen vorgesehen werden, um die Liquidität des Regelenergiemarktes zu steigern und dadurch letztendlich die Beschaffungskosten für Regelenergie zu senken.

31. Halten Sie die im EEG-Entwurf vorgesehenen Regelungen zur Transparenz und zum Ausschluss von Missbrauch für ausreichend?

    Die bisherige Erfahrung hat gezeigt, dass eine transparente Abwicklung des Belastungsausgleiches nicht stattfindet. Eine Kontrolle der von den Stromkunden aufgebrachten, aber alleine von den Versorgern verwalteten Zahlungsströme ist nicht gewährleistet. Eine solche Transparenz ist aber die Grundvoraussetzung für die Akzeptanz der Berechnungen. Die in § 15 Abs. 1 vorgesehene „Berechtigung“ zum Ausweis der Differenzkosten wird dieses Problem nicht lösen können, solange keine eindeutige Verpflichtung zur Transparenz eingeführt wird.

    Die in § 14 Abs. 5 und § 15 Abs. 2 vorgesehene Einführung verbindlicher Fristen ist im Sinne einer Vereinheitlichung des Abwicklungsverfahrens grundsätzlich zu begrüßen. Allerdings erscheinen diese Fristen als deutlich zu lang. Sie sollten stark verkürzt werden.

32. Wie bewerten Sie den unverzüglichen Ausgleich der EEG-Strommengen?

Der in § 14 Abs. 1 verankerte unverzügliche vorläufige Ausgleich der eingespeisten Energiemengen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern führt zu einem impliziten Ausgleich der Regelenergieaufwendungen zwischen den vier Regelzonen. Dies mag aus Gleichheitsüberlegungen gerechtfertigt sein. Andererseits führt dieser Ausgleich dazu, dass durch eine einheitliche Überwälzung dieser zusätzlichen Regelenergiekosten auf alle Stromverbraucher das tatsächliche Ausmaß dieser Regelenergiekosten „kleingerechnet" wird. Um dieser Intransparenz zu begegnen, ist es notwendig, im Gesetz einen Zielwert bzw. einen Budgetdeckel für die insgesamt zulässigen durch das EEG verursachten Kosten (direkte Kosten, wie Vergütungszahlungen, sowie indirekte Kosten, wie Regelenenergiekosten und Netzausbaukosten) zu verankern.

33. Wie bewerten sie die Ausweitung der Regelung für Härtefälle im EEG?

Die vorgesehenen Änderungen der Härtefallregelung (§ 16) sind nur in Teilen zu begrüßen. Wesentliche Regelungsinhalte sind abzulehnen.

Da für Industrie- und Gewerbeunternehmen, die im Wettbewerb stehen, die Zusatzbelastung der Stromkosten – wie sie heute besteht – nicht tragbar ist, ist eine Ausweitung der Härtefallregelung durch die Absenkung des Eingangsschwellenwertes für die Stromentnahme aus dem Netz für die allgemeine Versorgung an einer Abnahmestelle von 100 auf 10 GWh zu begrüßen. Der Schwellenwert von 15 % für das Kriterium „Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung" ist allerdings nach wie vor zu hoch. Dadurch kann keine ausreichende Entlastung der energieintensiven Industrie gewährleistet werden. Aus VIK-Sicht ist eine Absenkung auf 5 % dringend notwendig. Eine Schwelle von 15 % liegt immer noch deutlich über allen gängigen Definitionen zur Stromintensität.

Darüber hinaus ist die Einschränkung der besonderen Ausgleichsregelung auf das produzierende Gewerbe viel zu restriktiv. Unternehmen des Dienstleistungsgewerbes bzw. des Schienenverkehrs werden damit a priori ausgeschlossen. Gerade im Bereich des schienengebundenen Verkehrs wird dadurch eine erhebliche Wettbewerbsbenachteiligung gegenüber alternativen Verkehrsmitteln herbeigeführt.

Strom, der als Rohstoff oder in bestimmten Produktions- bzw. Stoffumwandlungsprozessen eingesetzt wird, muss von der EEG-Umlage befreit werden. Dies entspricht den Regelungen anderer europäischer Länder (z.B. Großbritannien) und steht im Einklang mit der kürzlich beschlossenen EU-Energiesteuerrichtlinie, die solchen Strom bewusst von der obligatorischen Mindestbesteuerung ausnimmt.

Die konkrete Ausgestaltung der Regelung insbesondere in § 16 Abs. 3 und 4, führt zu einer Verschlechterung für bereits heute von der Härtefallregelung betroffene Unternehmen:

Die Regelung des § 16 Abs. 3, wonach für die Strommenge, die über 10 Prozent der Gesamtstrommenge an einer Abnahmestelle hinausgeht, der Prozentsatz des bezogenen Stroms begrenzt wird, führt zu einer erheblichen Verschlechterung für Unternehmen mit hohen Strombedarf: Bisher setzte gem. § 11 a Abs. 3 die Kostenentlastung für Verbräuche oberhalb von 100 GWh ein. Nach der vorgesehenen Regelung soll dies nun für Verbräuche oberhalb der ersten 10% des gesamten Stromfremdbezugs gelten. Für Unternehmen, die einen Stromverbrauch von mehr als 1000 GWh aufweisen, wird damit diese Grenze nach oben verschoben, d.h. ihre

Entlastung wird gegenüber der geltenden Regelung geringer. Da aber gerade die unter die sehr restriktiv geltende Regelung des § 11 a fallenden Unternehmen vorrangiges Ziel der Härtefallregelung waren, ist eine solche Verschlechterung gegenüber der bisherigen Situation und damit eine Verschlechterung der Wettbewerbssituation dieser Unternehmen nicht hinzunehmen. Daher darf diese vorgesehene 10-Prozent-Grenze nur dann gelten, solange 10 Prozent des Stromverbrauchs an einer Abnahmestelle den absoluten Wert von 100 GWh unterschreiten. Übersteigt der 10-Prozent-Anteil diesen Verbrauchswert, so ist stattdessen für die Strommenge, die über 100 GWh der Gesamtstrommenge hinausgeht, der Prozentsatz des bezogenen Stroms zu begrenzen.

Die in § 16 Abs. 4 eingeführte Regelung des 10%-Umverteilungsdeckels führt ebenfalls tendenziell zu einer Verschlechterung für die Unternehmen, die bereits unter die geltende Regelung fallen: Wird die in § 16 Abs. 4 eingeführte Bedingung bezüglich der nicht begünstigten Letztverbraucher überschritten, so würde ein einheitlicher Prozentsatz für alle begünstigten Unternehmen festgelegt. Dadurch würden sich die effektiven Differenzkosten durch das EEG als Residualgröße ergeben. Diese wären notwendigerweise höher als die in § 16 Abs. 3 Satz 2 festgelegten 0,05 ct/kWh. Dies würde eine erhebliche Verschlechterung gegenüber der geltenden Regelung bedeuten und damit das Ziel, energieintensiven Unternehmen eine Kostenentlastung zu gewähren, ad absurdum führen.

Auch das Ziel, den betroffenen Unternehmen Planungs- und damit Investitionssicherheit zu gewähren, wird nicht erreicht (durch Einführung des 10-%-Deckels und die damit verbundene jährliche Neufestlegung der Entlastung gemäß § 16 Abs. 4,).

Trotz des Wegfalls des Nachweises der erheblichen Beeinträchtigung der Wettbewerbsfähigkeit wird über die Einführung der Ausschlussfrist und der Anforderungen an die einzureichenden Unterlagen weiterhin an einem aufwendigen und kostenträchtigen bürokratischen Verfahren festgehalten.

Insgesamt stellt die vorgesehene Ausgestaltung der Härtefallregelung also keine ausreichende Regelung dar. Notwendig sind eine Absenkung des Kritieriums „Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung“ auf 5%, der Wegfall des 10-%-Deckels in § 16 Abs. 4, die Begrenzung des relativen Selbstbehaltes in § 16 Abs. 3 auf 100 GWh sowie die generelle Befreiung von rohstofflich eingesetztem Strom von der EEG-Umlage.

34. Wie beurteilen Sie die Möglichkeiten der zukünftigen Optimierung der netztechnischen Integration von Strom aus Windenergie und Strom aus Bioenergie?

Um eine bessere netztechnische Integration der Strommengen aus erneuerbaren Energien zu gewährleisten, sollte den Erzeugern dieses Stroms ein Anreiz gegeben werden, selbst für eine günstige Einspeisecharakteristik zu sorgen. Dies kann dadurch geschehen, dass die Abnahme- und Vergütungspflicht aufgelockert und den Erzeugern erneuerbarer Energien die Verantwortung für die Vermarktung ihres Stromes selbst übergeben wird. Möglicherweise ließe sich ein solcher Mechanismus zumindest als zusätzliche Alternative ins EEG aufnehmen. Dadurch wären die Anbieter erneuerbaren Stroms gezwungen, nach Möglichkeiten zur Verstetigung der Einspeisecharakteristiken zu suchen bzw. vermarktbare Produkte zu entwickeln. Durch einen solchen Anreiz würde die Suche nach neuen ökonomischen und technischen Möglichkeiten der Vermarktung erneuerbaren Stroms wesentlich verstärkt und die Integration erneuerbarer Energien in den wettbewerblichen Strommarkt deutlich gefördert.

35. Welche Möglichkeiten sehen Sie Kosten für Regelenergien zu vermindern?

Grundsätzlich ist hier die Verbesserung des Marktes für Regelenergie zu nennen. Hierzu müssen unabhängig von den Regelungen im EEG im EnWG Maßnahmen vorgesehen werden, um die Liquidität des Regelenergiemarktes zu steigern und dadurch letztendlich die Beschaffungskosten für Regelenergie zu senken. Insbesondere muss auch die Möglichkeit gegeben werden, durch verbrauchsseitige Maßnahmen Regelenergie bereitzustellen. Dies kann etwa durch Abschaltung großer Verbrauchsanlagen geschehen. Durch eine solche Lastreduktion kann ein Überschuss an Einspeisung ins Netz ausgeglichen werden. Dies ist je nach Produktionsprozess in einigen Bereichen gerade der stromintensiven Industrie möglich. Hierzu muss die Teilnahme auch von Stromverbrauchern als Anbieter am Regelenergiemarkt erleichtert werden.

36. Welche Möglichkeiten sehen Sie für eine Bereitstellung von Regelenergie durch Erneuerbare Energien? Welche Anreize sind dafür notwendig bzw. welche Hemmnisse stehen dem entgegen?

Jede Form der Stromerzeugung bzw. des Stromverbrauchs, die planbar innerhalb der für den Ausgleich von Schwankungen notwendigen Reaktionszeit an- oder heruntergefahren werden kann, kann Regelenergie bereitstellen. Im Bereich der erneuerbaren Energien trifft dies in gewissem Ausmaß auf Biomasse- und Geothermieanlagen zu.

37. Wie beurteilen Sie die gemeinsamen Vorschriften für Abnahme, Übertragung und Vergütung? Welche Optimierungsmöglichkeiten sehen Sie?

Die in § 12 vorgesehene Verkürzung der Förderungsdauer für Biomasse und Großwasserkraft auf 15 Jahre ist zu begrüßen, da damit der Wirkung einer Dauersubvention entgegengewirkt wird. Gleichzeitig werden dadurch Anreize gesetzt, effizientere Erzeugungstechnologien zu entwickeln, die innerhalb geringerer Zeiträume wettbewerbsfähig sind.

38. Welche Anreize sollte das Gesetz geben für technologische Innovationen und für eine energiewirtschaftliche Optimierung der Einspeisecharakteristik von EEG-Anlagen?

Durch einen Fördermechanismus, der die Abnahme des erzeugten Stromes nicht mehr garantiert, sondern in die Verantwortung der Erzeuger stellt, wird diesen ein Anreiz gegeben, aus Eigeninteresse ihren Strom in einer Art und Weise anzubieten, dass er sich gut ins Netz integrieren lässt. In diesem Bereich besteht erhebliches Potenzial für Dienstleistungen, die die Qualität der Stromerzeugung den Bedürfnissen der Einspeisung anpassen. Zu denken wäre etwa an Kooperationen zwischen Energieerzeugung aus verschiedenen regenerativen Energiequellen, wodurch Schwankungen in der Einspeisecharakteristik reduziert bzw. komplett geglättet werden könnten. In diesem Bereich gilt es, den Wettbewerb als Entdeckungsverfahren zu nutzen und durch Setzung von Anreizen zur besseren Eigenvermarktung des erzeugten Stromes aus erneuerbaren Energien innovative Lösungsansätze hervorzubringen.

Fragen der Fraktion der FDP

1. Halten Sie die im Rahmen des vorliegenden Gesetzentwurfs vorgesehenen Maßnahmen für geeignet und hinreichend, um die in § 1 (1) formulierten Ziele zu erreichen?

   Im Hinblick auf das Ausbauziel der erneuerbaren Energien sind die im Gesetz verankerten Maßnahmen aus Sicht des VIK nicht geeignet, da sie aufgrund bestehender Ineffizienzen einen sehr teuren Weg zur Erreichung des Ausbauzieles vorzeichnen. Notwendig wäre demgegenüber eine Steigerung der Beihilfeeffizienz, d.h. eine deutlich erhöhte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern bei gleichem Fördermitteleinsatz wie bei dem heutigen EEG-System.

   Steigende Beihilfeeffizienz könnte im Rahmen einer Versteigerung von Beihilfesummen erreicht werden. Dabei erhält im Prinzip zuerst derjenige Investor den ersten Beihilfezuschlag, der die geringste Hilfe pro kWh benötigt, danach der Investor mit höherem Beihilfebedarf usw., bis der „Beihilfetopf" leer ist. Dabei ist der Umfang dieses „Beihilfetopfes" oder einzelner Ausschreibungs-Tranchen so festzulegen, dass weniger Mittel zur Verfügung gestellt als nachgefragt werden, damit Wettbewerbsdruck entstehen kann. Die Aufbringung der Mittel kann dabei weiterhin in Form einer Umlage pro kWh erfolgen, wenn die Bedingungen der Gesamtbelastungsbegrenzung und der Transparenz erfüllt sind. - Die ordnungspolitisch sauberste Lösung wäre jedoch die Finanzierung mit Haushalts-, d. h. mit Steuermitteln. - Die Verteilung der Fördermittel erfolgt nach dem im Wege der Ausschreibung „angemeldeten" Subventionsbedarf. Dabei sollte der Zuschlag für ein bestimmtes Projekt mit einer Investitionspflicht innerhalb eines vorgegebenen Zeitraumes verbunden sein – anderenfalls wäre eine Pönale fällig –, um ein „Horten'" von Beihilfezusagen und eine damit verbundene Blockade von Fördermitteln zu verhindern sowie weniger ernsthafte Investoren von der Teilnahme an der Ausschreibung abzuschrecken.

   Ein solches System würde gewährleisten, dass Anreize zur Kostensenkung gesetzt werden. Außerdem würde ein Wettbewerb zwischen den einzelnen erneuerbaren Energieträgern in Gang gesetzt sowie zwischen erneuerbaren Energieträgern und konventionellen Energien. Ferner würde Wettbewerb um die besten Standorte und die besten Technologien entstehen, weil deren Nutzung am ehesten Aussicht auf einen Beihilfezuschlag böte. Damit könnte das derzeitige Problem gelöst werden, dass die ältesten und damit am wenigsten effizienten Windenergieanlagen die für die Stromerzeugung günstigsten Küstenstandorte belegen und auf schlechteren Standorten im Binnenland die neueren und effizienteren Anlagen stehen. Umgekehrt müsste es sein. Schließlich würden dadurch Anreize für die Betreiber regenerativer Erzeugungsanlagen geschaffen, sich selbst stärker um die Vermarktung des von ihnen erzeugten Stromes zu kümmern. Damit würde die Integration erneuerbarer Energien in einen liberalisierten Strommarkt gefördert.

   Eine Alternative zum Ausschreibungssystem wäre der Ersatz des Festpreissystems durch ein System stark degressiv gestalteter Preiszuschläge. Dabei erhielte ein Einspeiser erneuerbarer Energien statt eines garantierten Festpreises den Marktpreis nebst Zuschlag. Die Anlagenbetreiber würden angehalten, sich selbst um die Vermarktung des eingespeisten Stroms zu kümmern, was die Integration der erneuerbaren Energien in den Wettbewerbsmarkt vorantreiben würde. Eine starke Degression der Zuschläge würde zudem die Anreize zur Kostensenkung erhöhen. Die im Entwurf vorgesehenen Regelungen zur Degression reichen demgegenüber nicht aus, um stärkere Effizienzfortschritte zu erreichen.

2. Halten Sie bestimmte Erneuerbare Energieträger bzw. Energiegewinnungstechniken für a priori besser geeignet als andere, um die in § 1 (1) des Gesetzentwurfs formulierten Ziele zu erreichen?

   Grundsätzlich wird keinem erneuerbaren Energieträger und keiner Energiegewinnungstechnik eine bessere Eignung eingeräumt. Aufgrund der Verfügbarkeit der entsprechenden Primärenergien in Deutschland erscheinen allerdings insbesondere die Photovoltaik und die Geothermie unter Kosten- und Effizienzgesichtspunkten als eher ungeeignet.

3. Wenn ja, weshalb?

   Es wird auf die Antwort zu Frage 2/FDP verwiesen.

4. Wenn nein, würden Sie der Schlussfolgerung zustimmen, dass alle Erneuerbaren Energieträger bzw. Energiegewinnungstechniken deshalb prinzipiell gleich zu behandeln wären?

   Grundsätzlich ist dieser Schlussfolgerung zuzustimmen. Dadurch würden erneuerbare Energieträger in einen Wettbewerb untereinander gestellt. Der Markt würde dann darüber entscheiden, welche Erzeugungsarten unter den geltenden Bedingungen (Verhältnis von Förderzahlung und Stromgestehungskosten der jeweiligen Technologie) die vorzugswürdige wäre, und so ein effizientes Ergebnis generieren.

5. Wie bewerten Sie vor dem Hintergrund dieser Überlegung den Sachverhalt, dass die im Rahmen des Gesetzentwurfs vorgesehenen Vergütungen extrem unterschiedlich sind?

   Vor diesem Hintergrund erscheint die starke und immer stärkere Differenzierung der Vergütungen zwischen den einzelnen Technologien sowie auch innerhalb der Technologien nicht sinnvoll. Geeigneter wären z.B. Ausschreibungsmechanismen, die die einzelnen Erzeugungstechnologien in einen Wettbewerb zueinander setzen würden, so dass sich die effizienten Technologien durchsetzen würden.

6. Wie bewerten Sie die vorgesehenen Vergütungssätze angesichts der Tatsache, dass es in Südeuropa und darüber hinaus weltweit deutlich bessere Standorte für die Stromerzeugung aus solarer Einstrahlung als in Deutschland gibt – besser in dem Sinne, dass bei gleichem Aufwand deutlich höhere Energieerträge erwirtschaftet werden können?

   Vergleiche Antwort zu Frage 2/FDP. Die besonders hohen Fördersätze etwa im Bereich der Photovoltaik sind dadurch begründet, dass die Kosten der photovoltaischen Stromerzeugung in Deutschland aufgrund der klimatischen Gegebenheiten sehr hoch sind. In klimatisch günstigeren Regionen könnten gleiche oder sogar höhere Stromerträge zu niedrigeren Kosten (und damit auch mit niedrigeren Fördersätzen) erzielt werden. Aus Effizienzgründen sind die vorgesehenen hohen Fördersätze für Photovoltaik abzulehnen. Entsprechendes gilt auch für Geothermie.

   Dem ökonomischen Prinzip folgend ist es sehr unsinnig, gerade in Deutschland als einem Standort mit sehr schlechten natürlichen Voraussetzungen für manche Erneuerbare Energieträger diese in Deutschland ansiedeln und in jedem Fall fördern zu wollen. Das ist genauso, als wolle man aus politischen Gründen „Ananas am Nordpol anbauen"; technisch sicherlich machbar, aber aus ökonomischen und aus Gründen einer weltweiten Arbeitsteilung ein völlig absurdes Vorgehen.

7. Wie bewerten Sie die Aussage, dass Marktreife und Wirtschaftlichkeit weniger die Eigenschaft bestimmter Technologien sind, sondern vor allem von meteorologischen Gegebenheiten am jeweiligen Anlagenstandort bestimmt werden?

   Marktreife und Wirtschaftlichkeit sind keine naturgegebenen Eigenschaften bestimmter Technologien, sondern hängen grundsätzlich sehr stark von den äußeren Bedingungen ab. Dies gilt insbesondere für die zur Verfügung stehenden Rohstoffe bzw. Primärenergieträger. Da die Verfügbarkeit der Primärenergieträger im Hinblick auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien oft sehr stark von meteorologischen bzw. klimatischen Gegebenheiten abhängt, kann obiger Aussage grundsätzlich zugestimmt werden.

8. Wie bewerten Sie die daraus abzuleitende Schlussfolgerung, dass eine unterschiedliche Marktreife und Wirtschaftlichkeit bestimmter Technologien deshalb ggf. zwar unterschiedliche Standorte für den Anlagenbetrieb begründen, nicht jedoch unterschiedliche Vergütungshöhen für die gewonnene Energie rechtfertigen können?

   Dieser Aussage kann zugestimmt werden.

9. Wie bewerten Sie die Aussage, dass die zur Förderung Erneuerbarer Energien vorgesehenen Vergütungssätze auf die mit den betreffenden Techniken am jeweiligen Standort realisierbaren CO2-Vermeidungskosten Bezug nehmen sollten?

   Grundsätzlich ist ein Ansatz, der die Vergütungssätze an die realisierbaren CO_2-Vermeidungskosten knüpft, einer Förderung nach Bedarf und Abruf vorzuziehen, die wie im jetzt praktizierten System die Höhe der Fördersätze von dem Betrag abhängig macht, der von einzelnen Erzeugungstechnologien benötigt wird, um eine Vollkostendeckung zu erzielen. Noch geeigneter wäre jedoch ein Mechanismus, der die CO_2-Vermeidungskosten nicht durch administrierte Preise (Vergütungssätze zu approximieren versucht, sondern über marktbasierte Instrumente, wie etwa das System des Emissionshandels, die tatsächlichen CO_2-Vermeidungskosten herauszufinden versucht.

10. Wie verhalten sich die im Gesetzentwurf vorgesehenen Vergütungssätze zu den mit den betreffenden Techniken in Deutschland realisierbaren CO2-Vermeidungskosten?

    Schätzungen über die CO_2-Vermeidungskosten gehen davon aus, dass diese bei Windkraftanlagen in der Größenordnung zwischen 80 und 110 Euro pro vermiedener Tonne CO_2-Emission betragen. Im Bereich der Photovoltaik liegt dieser Wert wesentlich höher (zwischen 250 und 600 Euro pro Tonne). Bei einem vorgezogenen Kraftwerksneubau liegen die spezifischen Vermeidungskosten bei 30 Euro pro Tonne CO_2. Es gilt, dass eine Erhöhung der Vergütung über die damit verbundenen Kosten und Anpassungseffekte in anderen Wirtschaftbereichen die CO_2-Vermeidungskosten der geförderten Energieerzeugungsart tendenziell erhöht.

11. Wie bewerten Sie diesen Sachverhalt auch angesichts der Überlegung, dass durch Strom aus Erneuerbaren Energien jeweils die gleiche Kilowattstunde aus fossilen Energiequellen ersetzt werden soll?

    Unter dem Gesichtspunkt des ökonomischen Prinzips sollte die CO_2-Vermeidung zu den geringstmöglichen Kosten erzielt werden. Aus der Antwort zu Frage 10/FDP ergibt sich, dass dies beim EEG nicht der Fall ist. Daher müssen Instrumente entwickelt und angewendet werden, die die Vermeidung von CO_2 auf effiziente Weise, d.h. zu den geringsten Kosten, erreichen.

12. Wie bewerten Sie die Aussage, dass die im Gesetzentwurf vorgesehenen Vergütungssätze auf die unterschiedliche Verfügbarkeit der betreffenden Energiequellen Bezug nehmen sollten?

Grundsätzlich sollten alle Energieträger gleich behandelt werden. Dadurch würden erneuerbare Energieträger in einen Wettbewerb untereinander gestellt. Der Markt würde dann darüber entscheiden, welche Erzeugungsarten unter den geltenden Bedingungen (Verhältnis von Förderzahlung und Stromgestehungskosten der jeweiligen Technologie) die vorzugswürdige wäre, und so ein effizientes Ergebnis generieren.

13. Berücksichtigen die im Gesetzentwurf vorgesehenen Vergütungssätze die unterschiedliche Verfügbarkeit der betreffenden Energiequellen?

Eine Differenzierung nach zeitlicher Verfügbarkeit findet nicht statt. Allerdings erfolgt eine sehr starke Differenzierung nach einzelner Energiequellen (und damit implizit auch nach deren Verfügbarkeit) sowie auch innerhalb einzelner Energieträger nach Anlagengrößen.

14. Wie bewerten Sie diesen Sachverhalt?

Aufgrund der Antwort zu Frage 12/FDP wird dieser Sachverhalt negativ beurteilt.

15. In welchen Ländern wurden bzw. werden zur Förderung Erneuerbarer Energien „mengensteuernde Instrumente“ im Sinne zertifikategestützter Handelsmodelle eingesetzt, wonach beispielsweise Netzbetreiber und Eigenerzeuger verpflichtet werden, eine bestimmte Menge oder einen Anteil durchgeleiteten bzw. selbst genutzten Stroms aus der Nutzung Erneuerbarer Energien zu decken?

Solche Quotenmodelle werden beispielsweise in Belgien, Italien, den Niederlanden, Schweden und Großbritannien eingesetzt.

16. Welche Erfahrungen wurden mit dem Einsatz derartiger Steuerungsinstrumente bisher gesammelt?

Es wird auf die Antwort zu Frage 17/FDP verwiesen.

17. Wo liegen die besonderen Stärken und Schwächen mengensteuernder Instrumente im Vergleich zum EEG-Fördermechanismus (technologiespezifische Förderung durch administrierte Preise)?

Das Kernelement mengensteuernder Instrumente ist die staatliche Festsetzung einer Menge, die die Verpflichteten, beispielsweise die Produzenten oder die Lieferanten, in einem bestimmten Zeitraum herstellen bzw. verkaufen müssen. Wird die Quote nicht erfüllt, droht eine Sanktion. Daher besteht ein Anreiz, die entsprechende Quote zu erfüllen. Auf welchem Wege dies geschieht (Eigenproduktion, Zukauf von Zertifikaten, …) bleibt dabei dem einzelnen Unternehmen und damit letztendlich dem Markt überlassen. Dies führt dazu, dass sich für die Zertifikate und damit auch für den regenerativ erzeugten Strom ein Marktpreis herausbildet, der die tatsächliche Situation, d. h. die tatsächlichen Kosten einer solchen Politik, abbildet. Damit werden die Probleme eines Festpreissystems mit Abnahmegarantie (Überförderung, Mitnahmeeffekte, wenig Anreiz zu Innovation und Kostensenkung) überwunden. Insbesondere entfällt die Notwendigkeit, extern (durch den Staat) einen Preis administrativ festsetzen zu müssen. Dieser wird in aller Regel aufgrund der bestehenden Informationsschwierigkeiten den „richtigen“ Marktpreis nicht widerspiegeln können.

Das große Problem ist jedoch weiterhin, dass die Gesamtkosten eines solchen Systems eine abhängige Variable der Mengen-Zielsetzung sind und in dem Maße wachsen, wie das Mengenziel wächst. Es muss aber zusätzlich wie beim Ausschreibungsverfahren eine Beihilfe-Deckelung des Gesamtsystems vorgenommen werden.

18. Kann den bisher erkennbar gewordenen Schwierigkeiten beim Einsatz mengensteuernder nstrumente durch eine geeignete Ausgestaltung der Verfahrensregeln begegnet werden?

Keine Antwort

19. Wenn nein, weshalb nicht?

Keine Antwort

20. Wenn ja, worauf wäre dabei gegebenenfalls zu achten?

Keine Antwort

21. Halten Sie das vorgesehene Gesetz für geeignet und hinreichend um sicherzustellen, dass die Betreiber und Entwickler der betreffenden Anlagen in die Lage versetzt werden, sich jeweils eigenständig am Markt zu behaupten?

Das vorgesehene Gesetz kann aus Sicht des VIK nicht sicherstellen, dass die Betreiber und Entwickler der betreffenden Anlagen in die Lage versetzt werden, sich jeweils eigenständig am Markt zu behaupten. Dies könnte am einfachsten durch eine Verpflichtung zur Eigenvermarktung des erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien erreicht werden. Das vorgesehene und auch bisher geltende Fördersystem fördert letztlich nicht die Eigenvermarktung, sondern stärkt eher eine Subventionsmentalität, die der Integration der erneuerbaren Energien in den wettbewerblichen Energiemarkt nicht förderlich ist.

22. Bis zu welchem Zeitpunkt erwarten Sie dies für jeweils welche Technologie unter welchen Annahmen?

Keine Antwort

23. Gibt das vorgesehene Gesetz den Betreibern und Entwicklern der betreffenden Anlagen hinreichend Anreize zur Kostenminimierung?

Nein. Die bestehende Systematik des EEG, wonach für Strom aus erneuerbaren Energiequellen eine Abnahmeverpflichtung in Verbindung mit einem garantierten Festpreis besteht, führt zu einem ungebremst wachsenden Gesamtfördervolumen. Dies führt dazu, dass sich die Nachfrage nach Beihilfen ihr eigenes Angebot schafft. Die Förderung im Weg garantierter Einspeisepreise lässt Überförderung und Mitnahmeeffekte zu. Dieses Gießkannenprinzip setzt wenig Anreize zur Effizienzsteigerung. Die dadurch den Einspeisern regenerativ erzeugter Energien garantierten Gewinne sind mit einer marktwirtschaftlichen Ordnung nicht zu vereinbaren. Insgesamt bietet das EEG-Vergütungssystem daher kaum Anreize zur Effizienzsteigerung und führt zu ungebremst steigenden Kosten. Aus diesen Gründen ist die bestehende Fördersystematik aus Sicht von VIK ungeeignet.

24. Wodurch können Anreize zur Kostenminimierung verbessert werden?

Es wird auf die Frage 1/FDP.

25. Welche Auswirkungen hat das vorgesehene Gesetz auf die Wirtschaftlichkeit und Sicherheit der Stromversorgung in Deutschland?

Durch die enormen Zusatzkosten wird die Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung verschlechtert. Auf Basis der geltenden Bestimmungen des EEG erwartet VIK in den nächsten Jahren einen weiteren Anstieg des Fördervolumens. Die gesamten Vergütungszahlungen werden im Jahre 2010 in der Größenordnung von 5 Mrd. Euro liegen. Dies entspricht unter Berücksichtigung der durch die EEG-Einspeisung vermiedenen alternativen Strombeschaffungskosten einem Nettokostenblock von etwa 3,5 Mrd. Euro. Dabei sind indirekte Zusatzkosten wie etwa für notwendige Ausgleichsenergie oder Netzausbaumaßnahmen noch nicht berücksichtigt. Bei Umsetzung des EEG in der im vorliegenden Gesetzentwurf geplanten Form werden sich die Vergütungszahlungen und Kosten noch weiter erhöhen, da im Gesetzentwurf im Wesentlichen - von Ausnahmen abgesehen - eine dauerhafte Ausweitung der Förderung vorgesehen ist. Anzustreben wäre aus Sicht des VIK eine Deckelung der im Rahmen des EEG insgesamt zu verteilenden Beihilfemittel auf 5 Mrd. Euro, um die Belastung des Standorts Deutschland und seiner Beschäftigten in Grenzen zu halten.

26. Wie können diesbezüglich negative Auswirkungen vermieden werden?

Dies kann durch die Einführung einer Budgetobergrenze geschehen, die die Gesamtkosten (Vergütungszahlungen sowie indirekte Mehrkosten) begrenzt. Innerhalb dieses Gesamtbudgets muss durch Effizienzsteigerungen eine erhöhte Beihilfeeffizienz erreicht werden. Vergleiche auch die Antwort zu Frage 1/FDP.

27. Halten Sie es für erforderlich, Energie- und Klimapolitik auf nationaler wie auf internationaler Ebene hinsichtlich der Instrumente und Förderarrangements zu verknüpfen?

Angesichts der weltweiten Verknüpfung der Wirtschaft und der damit verbundenen möglichen Ausweichreaktionen (Arbeitsplatzexport aus Europa, CO2-Emissions-Export in andere Länder) sollte eine solche internationale Koordinierung eigentlich selbstverständlich sein.

28. Trägt das vorgesehene Gesetz zu einer solchen Verknüpfung von Energie- und Klimapolitik bei?

Die Abstimmung unterschiedlicher Instrumente erfolgt durch den vorliegenden Gesetzentwurf weder auf nationaler noch auf internationaler Ebene.

29. Wenn nein, wie könnte eine solche Verknüpfung geleistet bzw. verbessert werden?

Klima- und umweltpolitische Ziele werden in Deutschland durch eine Reihe unterschiedlicher Instrumente verfolgt. Eine zielgenaue und konsistente Politik ist damit nicht erreichbar, sondern erfordert eine Regelung aus einem Guss. Zumindest ist darauf zu achten, dass verschiedene Maßnahmen nicht zu Doppelbelastungen und Doppelförderungen sowie widersprüchlichen Effekten führen.

So muss z. B. dafür gesorgt werden, dass die klimapolitisch sinnvolle Förderung von KWK-Strom nicht dadurch konterkariert wird, dass in KWK-Anlagen erzeugter Strom mit einer EEG-Umlage belastet wird.

Auch Wechselwirkungen mit dem zukünftigen Emissionshandel sind zu berücksichtigen. Die Einführung des Systems des Emissionshandels dient dazu, externe Effekte wie CO_2-Emissionen zu internalisieren. Auch die hinter dem EEG stehende Grundidee ist die Vermeidung von CO_2-Emissionen. Als „Ersatz" für die bisher nicht erfolgte Internalisierung sah früher das Stromeinspeisungsgesetz und sieht heute das EEG stattdessen einen „Nachteilsausgleich" für CO_2-arme Erzeugung aus erneuerbaren Energien vor. Da die Internalisierung in Zukunft aber über das Instrument des Emissionshandels erreicht wird, sind im Zuge der europaweiten Etablierung des Emissionshandels die Fördermechanismen des EEG zu überprüfen. Für energieintensive Unternehmen müssen bei Teilnahme am Emissionshandel die umwelt- und klimapolitisch induzierten Zusatzbelastungen aus dem EEG entfallen.

30. Welche Möglichkeiten gibt es, um die so genannten projektbasierten Mechanismen des Kyotoprotokolls (Clean Development Mechanismen (CDM) und Joint Implementation (JI)) mit der Förderung Erneuerbarer Energien zu verbinden?

    Es wird auf die Antwort zu Frage 29/FDP verwiesen.

31. Wie bewerten Sie die Aussage, dass CDM-Projekte zur Stromerzeugung aus solarer Einstrahlung grundsätzlich jedem der in § 1 (1) des Gesetzentwurfs formulierten Ziele entsprechen können?

    Keine Antwort

32. Welche Möglichkeiten sehen Sie, um die genannten Instrumente des Kyotoprotokolls in die weitere Förderung Erneuerbarer Energien einzubeziehen?

    Keine Antwort

33. Welche Möglichkeiten sehen Sie, um Leistungen der deutschen (technischen) Entwicklungszusammenarbeit zur Verbindung von Energie- und Klimapolitik zu nutzen?

    Keine Antwort

34. Wie bewerten Sie die Aussage, dass bei der weiteren Förderung Erneuerbarer Energien die Kosten gesenkt und die kommunale Planungshoheit insbesondere bei den Windkraftanlagen gestärkt werden müsse, und wie könnte dies erreicht werden?

    Die Kosten dieser Förderpolitik sind in jedem Fall viel zu hoch und müssen zum Wohle des Standorts Deutschland dringend gesenkt werden.

35. Wie bewerten Sie die Aussage, dass die vorgesehenen Fördersätze insbesondere mit Blick deutlich überhöhte Einspeisevergütungen für Windkraftanlagen an vergleichsweise ungünstigen Standorten im Hinblick auf teilweise weiterhin bestehende Überförderungstatbestände sofort reduziert werden müssen?

    Dieser Aussage kann ohne Einschränkung und mit Nachdruck zugestimmt werden.

36. Wie bewerten Sie die Aussage, dass insbesondere die Nutzung landgestützter Windenergieanlagen nicht gegen den Willen der an Ort und Stelle unmittelbar betroffenen Bürgerinnen und Bürger erfolgen darf, um die Akzeptanz Erneuerbarer Energien nicht zu gefährden?

    Dieser Aussage ist zuzustimmen.

37. Was könnte unternommen werden, um die kommunale Planungshoheit in diesem Regelungsbereich wieder zu stärken?

Keine Antwort

38. Welche Entwicklungen und Erfordernisse sehen Sie mit Blick auf die künftige Förderung der Grundlagenforschung im Bereich der Erneuerbaren Energien?

Keine Antwort

39. Welche Entwicklungsperspektiven erkennen Sie jeweils für den Bereich welcher Energieträger bzw. Techniken, insbesondere bei der Geothermie?

Keine Antwort

40. Werden diese Entwicklungen und Erfordernisse im Rahmen des vorliegenden Gesetzentwurfs hinreichend berücksichtigt?

Keine Antwort

41. Wenn nein, welche Maßnahmen wären dafür erforderlich?

Keine Antwort

42. Wie bewerten Sie den Vorschlag, die Förderung Erneuerbarer Energien nicht einseitig auf die Netzeinspeisung des aus regenerativen Trägern gewonnenen Stroms abzustellen, sondern verstärkt die Möglichkeit zu nutzen, die gewonnene Energie unter Nutzung und Weiterentwicklung geeigneter Energiespeichertechniken zu konservieren?

Sofern damit beispielsweise eine Verstetigung der Einspeisecharakteristik erreicht werden kann oder aber eine erleichterte Eigenvermarktung, ist dieser Vorschlag positiv zu bewerten. Dadurch können möglicherweise geringere indirekte Mehrkosten des EEG realisiert werden. In keinem Fall dürfen dadurch jedoch neue Subventionstatbestände geschaffen werden.

43. Wie bewerten Sie Leistungs- und Entwicklungspotentiale zugehöriger Techniken und Verfahren, u. a. mit Blick auf eine Produktion und Nutzung von Wasserstoff zur dezentralen Substitution fossiler Brennstoffe insbesondere im Verkehrsbereich?

Keine Antwort

44. Wie bewerten Sie die Aussage, dass eine auf Energiespeicherung aufbauende Nutzung erneuerbarer Energien der bisherigen Netzeinspeisung überlegen ist, weil den Erneuerbaren Energien hierdurch längerfristig die Perspektive eröffnet wird, zur energetischen Grundlastversorgung beizutragen?

Es wird auf die Antwort zu Frage 42/FDP verwiesen.

45. Wie bewerten Sie die Aussage, dass eine auf Energiespeicherung aufbauende Nutzung Erneuerbarer Energien der bisherigen Netzeinspeisung überlegen ist, weil hierdurch ein erheblicher Kostenvorteil dadurch realisiert werden kann, dass die anderenfalls erforderlich werdenden massiven und zusätzlichen Investitionen in eine Erweiterung der Netz-

kapazitäten und der Regelenergiereserve zumindest zu einem maßgeblichen Teil erübrigt werden?

Es wird auf die Antwort zu Frage 42/FDP verwiesen.

46. Wie bewerten Sie die Aussage, dass die Erneuerbaren Energien gemeinsam mit der Wasserstofftechnologie die Chance bieten, den Verkehrssektor in ein klimapolitisches Gesamtkonzept einzubinden?

Keine Antwort