

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

Ausschussdrucksache 15(15)243*

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 von Prof. Dr. Walter Schulz, Köln

auf den Fragenkatalog der Fraktionen SPD, CDU/CSU, BÜND-
NIS 90/DIE GRÜNEN und FDP

Antworten von Prof. Dr. Walter Schulz, Köln

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?

Antwort:

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

Antwort:

3. Welcher Zusammenhang besteht zwischen Jahresvollaststunden und Regelenergieaufwand?

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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?

Antwort:

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?

Antwort:

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

Antwort:

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?

Antwort:

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

Antwort:

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?

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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?

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?

Antwort:

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

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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?

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?

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

26. Wie beurteilen Sie die ökologischen Auswirkungen der Kleinwasserkraft?

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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?

Antwort:

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

Antwort:

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?

Antwort:

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

Antwort:

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?

Antwort:

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?

Antwort:

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

Antwort:

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?

Antwort:

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

Antwort:

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

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“)?
-

Fragen der Fraktion der CDU/CSU

1. Wie wird das EEG-Vergütungssystem insgesamt bewertet?

Antwort:

Die in § 1 (1) des Gesetzentwurfs formulierten Ziele

- Klima- und Umweltschutz,
- Verringerung der volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung,
- Vermeidung von Konflikten um fossile Energieressourcen,
- Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien

stehen u. E. nicht nebeneinander sondern in einer Zielhierarchie. Die erfolgreiche Weiterentwicklung der Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien (die Erreichung des technologiepolitischen Ziels) ist die Voraussetzung dafür, dass die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung überhaupt einen Beitrag zur Erreichung der anderen genannten Ziele leisten kann.

In § 1 (2) des Gesetzentwurfs werden Mengenziele formuliert: Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bis zum Jahr 2010 auf mindestens 12,5 Prozent und bis zum Jahr 2020 auf mindestens 20 %. Wir sehen eine Steigerung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht als Selbstzweck sondern als ein Mittel zur Erreichung des technologiepolitischen Ziels.

Unter dem Gesichtspunkt der Effizienz ist zu prüfen, ob die mit der Förderung Erneuerbarer Energien verfolgten Ziele durch das EEG-Vergütungssystem überhaupt und wenn ja, besser als mit anderen Instrumenten erreicht werden.

Beim heutigen technischen Stand der durch das EEG geförderten Stromerzeugungstechnologien leisten diese keinen Beitrag zu den oben genannten Zielen. Ihre verstärkte Nutzung läuft beim heutigen Stand dieser Stromerzeugungstechnologien den Zielen Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung, umwelt- und klimaschonende Energieversorgung und Versorgungssicherheit zuwider. Wir könnten dieselbe Stromerzeugung, denselben Umwelt- und Klimaschutzbeitrag und denselben Sicherheitsbeitrag auf anderem Wege kostengünstiger erreichen.

Die Zusatzaufwendungen für Erneuerbare Energien unter dem EEG haben vielmehr das Ziel, den noch jungen Technologien aus den Kinderschuhen zu helfen. Es sind Investitionen in die Entwicklung dieser Technologien. Die staatliche Unterstützung soll diese Techniken, insbesondere über den Lernkurveneffekt, zur Wirtschaftlichkeit führen.

Das EEG-Vergütungssystem sollte deshalb als Instrument der Technologieentwicklung bewertet werden. Unter diesem Gesichtspunkt sind die Ausgestaltung der Fördersätze und ihre Finanzierung zu bewerten.

Das EEG enthält eine Differenzierung der Fördersätze innerhalb der einzelnen Technologien (Wind Onshore, Wind Offshore, Biomasseverbrennung usw.), die Kostenunterschieden Rechnung tragen soll. So erhalten Onshore-WEA an windschwächeren Standorten eine höhere Vergütung. Die besonders hohe Förderung von WEA mit naturgegebenen Standortnachteilen, die durch die Verbesserung der WEA-Technik auch langfristig nicht beseitigt werden, ist unter dem Gesichtspunkt der Technikförderung kontraproduktiv: Die erhöhten Förderzahlungen haben keinen die Technikentwicklung fördernden Effekt. Dieselbe Überlegung gilt analog für die Differenzierung der Einspeisevergütungen innerhalb anderer Technologien der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien.

Höhere Vergütungssätze sind nur zu rechtfertigen, wenn den höheren heutigen Kosten ein größeres Kostensenkungspotential gegenübersteht. Zu prüfen ist nicht, ob die heutigen Kosten eine höhere Vergütung verlangen, sondern ob ein größeres Kostensenkungspotential eine höhere Anfangsvergütung rechtfertigt.

Das EEG enthält weiterhin eine Differenzierung der Fördersätze zwischen den einzelnen Technologien. Bei einem frühen Stand der Technikentwicklung kann es sinnvoll sein, unterschiedliche Techniken - entsprechend ihrem jeweiligen Entwicklungsstand und damit ihrer Kostenhöhe - durch unterschiedlich hohe Einspeisevergütungen zu fördern wenn die Aussicht besteht, dass der heutige Kostennachteil im Zuge der Entwicklung verschwindet. Langfristig sind unterschiedlich hohe Einspeisevergütungen unter dem Gesichtspunkt der Technikförderung kontraproduktiv. Die Weiterförderung von Techniken der Stromerzeugung, die denselben Umweltschutzbeitrag zu höheren Kosten erbringen als andere, ist weder ökonomisch noch ökologisch vernünftig. Die Spreizung der Fördersätze sollte deshalb sukzessive abgebaut werden.

Nach einer Phase der Anschubfinanzierung sollte die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien dem Wettbewerb ausgesetzt werden. Den unterschiedlichen Umwelt- und Klimaschutzbeiträgen der Stromerzeugungstechniken ist durch eine entsprechende Rahmensetzung Rechnung zu tragen. Im Falle der CO₂-Emissionen wird dies durch ein Emissionszertifikatsystem mit Zertifikathandel erreicht. Der Marktwert CO₂-freier oder CO₂-armer Techniken der Stromerzeugung steigt unter diesen Bedingungen und ist umso höher, je höher der CO₂-Preis ist. Dies würde aber auf absehbare Zeit bei weitem nicht ausreichen, um die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wirtschaftlich werden zu lassen. Förderzahlungen wären weiterhin erforderlich, um diesen Technologien einen Anteil am Strommarkt zu sichern.

Wenn die Integration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in den Stromwettbewerb und gleichzeitig in den Wettbewerb der CO₂-Minderungsmaßnahmen zunächst nicht zu erreichen ist, bietet sich für die Zwischenphase ein Quotensystem an. Dadurch könnte Wettbewerb zwischen den unterschiedlichen Techniken der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Gang gesetzt werden, auch wenn sie gegenüber der konventionellen Stromerzeugung noch nicht wettbewerbsfähig sind. (Technologien wie die Nutzung der solaren Strahlungsenergie und die Geothermie, die auch im Vergleich zu anderen Technologien der Nutzung erneuerbarer Energien extrem kostspielig sind, müssten eine degressiv gestaltete zusätzliche Förderung oder getrennte Quoten erhalten.)

Der Quotenpreis tritt an die Stelle der gesetzlich fixierten Einspeisevergütung. Die Höhe des Quotenpreises ergibt sich aus der Konkurrenz der unterschiedlichen Stromerzeugungstechniken auf Basis Erneuerbarer Energien. Sie ist marktbestimmt und reflektiert sowohl die aktuellen und erwarteten Stromerzeugungskosten als auch den je nach genutzter erneuerbarer Energie unterschiedlichen Marktwert des eingespeisten Stroms. Die Einschätzung des Entwicklungs- und Kostensenkungspotentials der unterschiedlichen Technologien der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien obliegt den Investoren und nicht dem politischen Prozess.

Der Wettbewerb zwischen den Erneuerbaren Energien übt darüber hinaus einen permanenten Druck auf deren Kosten aus.

Durch eine EU-Quote lässt sich dieser Wettbewerb auf die Erneuerbaren Energien in der Europäischen Union ausweiten. Die Quotenverpflichtung (welche Länder tragen wie viel zur Förderung der Technologien bei?) kann einfach von der Quotenerfüllung (wo stehen die geförderten Anlagen?) getrennt werden. Dies erhöht die Fördereffizienz.

Die Risiken, die mit einer Förderpolitik zur Weiterentwicklung von Technologien verbunden sind, bleiben auch beim Quotensystem unverändert bestehen. Ebenso die Tatsache, dass politisch über den Umfang der Förderung (im Falle des Quotensystems über die Höhe und Dauer der Quotenverpflichtung) zu entscheiden ist. Beim Quotensystem beschränkt sich der Staat auf diese Rahmensetzung, der Gesetzentwurf zum EEG sieht dagegen ein staatliches Mikromanagement der Technologiewahl durch differenzierte

Förder- und Degressionssätze vor. Wir halten es für Erfolg versprechender, die Suche nach den besten Techniken der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – in einem politisch gesetzten Rahmen – dem Markt zu überlassen.

Die Förderung der Technikentwicklung bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien soll den Aufbau einer konkurrenzfähigen, weitgehend CO₂-freien und sicheren einheimischen Technik der Stromerzeugung ermöglichen. Wenn dies gelingt, kommen die Vorteile der Gesellschaft als Ganzes und nicht den Stromverbrauchern als Gruppe zugute. Dies wirft die Frage auf, ob die Finanzierung allein durch die Stromverbraucher gerechtfertigt ist. Sowohl beim EEG wie bei einer Quotenregelung würden allein die Stromverbraucher zur Finanzierung herangezogen.

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?

Antwort:

Welche erneuerbaren Energien sich am Ende als erfolgreich erweisen werden, lässt sich heute nicht vorhersagen. Man kann jedoch versuchen, die Erfolgsaussichten der Förderung durch einen nicht zu eng angelegten und flexiblen Auswahlprozess zu verbessern.

In der Anfangsphase kann eine Differenzierung der Fördersätze zielführend sein. Technologien, die beim heutigen Stand besonders hohe Kosten haben, sollten von der Förderung nicht ausgeschlossen werden, wenn den heute höheren Kosten ein größeres Kostensenkungspotential gegenübersteht. (Wie bei jeder Investition hängt der Erfolg nicht von der Höhe des Investitionsbetrags ab sondern vom Verhältnis zwischen dem investierten Betrag und dem Barwert der Einzahlungsüberschüsse).

Die Differenzierung der Fördersätze sollte sich im Zeitablauf sukzessive verringern. Es wäre kontraproduktiv, eine Erneuerbare Energien-Technologie dauerhaft stärker zu fördern, weil sie kostengünstiger ist.

Abgesehen von diesen grundlegenden Weichenstellungen sollte die Politik kein Mikro-Fördermanagement durch eine Vielzahl von Differenzierungen der Fördersätze betreiben. Stattdessen sollte ein Förderrahmen abgesteckt werden, innerhalb dessen die Investoren entscheiden, in welche erneuerbare Energien sie in welchem Umfang investieren und welche Entwicklungen sie als weniger Erfolg versprechend aufgeben.

Ein Quotensystem ist unter diesem Gesichtspunkt geeigneter als ein Einspeisevergütungssystem. Politisch vorzugeben ist der Quotenumfang. Der Versuch, durch ein Mikro-Fördermanagement differenzierte Vergütungssätze vorzuschreiben, entfällt. Stattdessen konkurrieren die Investoren in erneuerbare Energien und Technologien um die Deckung der Quotennachfrage.

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

Antwort:

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?

Antwort:

Die im Gesetzentwurf vorgesehenen Degressionssätze enthalten als solche keine Anreize für eine Verkürzung der Förderung sondern definieren die jeweilige Förderhöhe. Die Degression spiegelt Erwartungen über mögliche Kostensenkungen wider und soll eine Überforderung begrenzen.

Die Vergütungssätze des Gesetzentwurfs (ausgenommen die besonders hohen Vergütungssätze für solare Strahlungsenergie und Geothermie) erreichen das Niveau des Erzeugerpreises für Strom nach unseren Untersuchungen nach 2025.

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

Antwort:

Nach unserer Einschätzung könnte das Vergütungsvolumen real (d.h. in heutigem Geldwert) bei den im Gesetzentwurf vorgesehenen Degressionssätzen zwischen 2005 und 2010 auf über 4 Mrd. €/a und bis 2020 auf rd. 5 Mrd. €/a ansteigen. (Unterstellt ist dabei ein Anstieg der EEG-Einspeisung auf rd. 80 TWh/a im Jahr 2020. Der überwiegende Teil der Einspeisevergütungen entfiel auf Windenergieanlagen.

Die damit verbundene volkswirtschaftliche Belastung kann in erster Annäherung durch die Mehrkosten im Vergleich zu einer Entwicklung ohne EEG-Förderung gemessen werden. Dies sind zum einen die direkten Mehrkosten der EEG-geförderten gegenüber der konventionellen Stromerzeugung, zum anderen die Mehrkosten aus der Anpassung des konventionellen Kraftwerksparks (insbesondere erhöhte Reservekapazität und Ausgleichsenergie) und des Netzes an die erhöhte EEG-Einspeisung.

Die direkten Mehrkosten der EEG-geförderten gegenüber der konventionellen Stromerzeugung dürften größenordnungsmäßig halb so hoch wie das Vergütungsvolumen sein, also etwa 2,5 Mrd. €/a im Jahr 2020 betragen.

Die Kosten der Anpassung des Netzes und des Kraftwerksparks an erhöhte Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien werden im Rahmen der laufenden Dena-Studie (Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020) untersucht. Die Ergebnisse dieser Untersuchung liegen noch nicht vor.

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

Antwort:

Das EEG ist ein Instrument der Technikentwicklung. In der ersten Phase, solange die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien die Wirtschaftlichkeitsschwelle noch nicht erreicht hat, wird die deutsche Volkswirtschaft durch die Mehrkosten der Stromerzeugung belastet.

Wenn das technologiepolitische Ziel verfehlt wird und nach der Anschubfinanzierung nur eine geringe Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wirtschaftlich ist, stehen diesen Mehrbelastungen nur geringe spätere Erträge gegenüber.

Wird das technologiepolitische Ziel erreicht, ist zwischen Vorteilen für die Nutzer und die Hersteller der Stromerzeugungstechnologien auf Basis erneuerbarer Energien zu unterscheiden. Die Vorteile aus der Nutzung dieser Technologien kommen allen Volkswirtschaften, nicht nur der deutschen Volkswirtschaft, zugute. Dass die EEG-Förderung deutschen Herstellern von Stromerzeugungstechnologien auf Basis erneuerbarer Energien einen dauerhaften Vorsprung vor den Herstellern anderer Länder verschaffen könnte, erscheint eher unwahrscheinlich, da sich auf Dauer die leistungsfähigsten Anla-

genhersteller durchsetzen werden unabhängig davon, welche Länder die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien heute besonders stark fördern.

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

Antwort:

Wir haben die Auswirkungen des gegenwärtigen EEG bis zum Jahr 2010 im Vergleich zu einer Nicht-Fortführung des EEG nach 2003 untersucht. Dabei wurde unterstellt, dass bei Fortführung des gegenwärtigen EEG das Verdopplungsziel (Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 12,5% an der Stromversorgung bis 2010) erreicht wird. Dieses Verdopplungsszenario wurde verglichen mit einem Szenario 0 ohne Fortführung des EEG, in dem die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien in 2004 nur noch geringfügig ansteigt und dann bis 2010 konstant bleibt. Da das EEG jedoch schon bis zum Ende des Jahres 2003 zu einem erheblichen Anstieg der Stromeinspeisung geführt hatte, ist der Unterschied zwischen dem Verdopplungsszenario und dem Szenario 0 nicht sehr groß: Im Jahr 2010 werden im Verdopplungsszenario 72 TWh Strom aus erneuerbaren Energien eingespeist (davon 55 TWh EEG-gefördert), im Szenario 0 werden 54 TWh eingespeist (davon 37 TWh EEG-gefördert). Die Differenz von 18 TWh entspricht nur etwa 3 % des Bruttostromverbrauchs in 2010. Selbst diese - bezogen auf den Bruttostromverbrauch geringfügige – Erhöhung der EEG-Einspeisung führt zu einer Erhöhung der Strombezugskosten für die Endverbraucher von rd. 3 €/MWh (0,3 c/kWh). Der strompreiserhöhende Effekt der gesamten EEG-Einspeisung dürfte nach unserer Einschätzung mehr als doppelt so stark sein.

Veröffentlichte Untersuchungen über die Auswirkungen des Gesetzentwurfs auf die Energiepreise bis 2020 sind uns nicht bekannt (s. Antwort auf Frage 5).

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

Antwort:

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?

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

Antwort:

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

Antwort:

Es besteht die Alternative des Übergangs zu einem Quotensystem (s. Antwort auf Frage 24)

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?

Antwort:

S. Antwort auf Frage 2.

13. Wie gestaltet sich die Arbeitsplatzbilanz des EEG?

Antwort:

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

Antwort:

15. Wie wird diese „Arbeitsplatzsubvention“ beurteilt?

Antwort:

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?

Antwort:

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

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?

Antwort:

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

Antwort:

Im Rahmen einer Untersuchung der Auswirkungen des EEG bis 2010 (s. Antwort auf Frage 7) wird auch der Beitrag der EEG-Einspeisung zur Verringerung der CO₂-Emissionen untersucht.

Da zunächst vorwiegend Strom aus alten Steinkohlenkraftwerken verdrängt wird, sind die Einsparungen im Jahr 2004 mit rd. 1 t CO₂ je MWh zusätzlicher EEG-Einspeisung im Verdopplungsszenario hoch und sinken dann bis 2010 auf 0,34 t CO₂ je MWh ab, da zunehmend Stromerzeugung in modernen Gas-GuD-Kraftwerken verdrängt wird. Der Wert des EEG-Stroms bezüglich der angestrebten Klimaschutzziele nimmt folglich durch die Modernisierung des konventionellen Kraftwerksparks im Zeitverlauf ab.

Bezieht man die Kosten je zusätzliche MWh EEG-Einspeisung in Höhe von rd. 50 €/MWh auf die CO₂-Einsparung von 0,34 t CO₂ je MWh, erhält man CO₂-Vermeidungskosten von knapp 150 €/MWh. Diese CO₂-Vermeidungskosten sind um ein Vielfaches (nach unserer Einschätzung etwa um das 20fache) höher als die Kosten verfügbarer alternativer CO₂-Minderungsmaßnahmen.

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

Antwort:

Die internationale Diskussion über Netzentgeltsysteme und die bisherigen Erfahrungen sprechen für ein System von Einspeise-/Auspeise-Entgelte (Entry Exit). Die von Stromerzeugern zu entrichtenden Einspeise-Entgelte sind regional zu differenzieren, wenn die Einspeisung an unterschiedlichen Standorten zu dauerhaften Unterschieden in den Netzausbau- und Netzbetriebskosten führt. Beispiele für eine solche Differenzierung in Abhängigkeit von den langfristigen Inkrementalkosten im Netz bieten Großbritannien und Skandinavien.

In Deutschland dominiert bisher die verbrauchsnahe Erzeugung. Dies wird sich mit steigendem Ausbau der Windenergie ändern. Ein effizientes Netzpreissystem würde dem durch höhere Einspeise-Entgelte in den Regionen Rechnung tragen, in denen zusätzliche Einspeisung die Netzausbau und Netzbetriebskosten besonders stark erhöht. Eine solche Zuordnung zurechenbarer Mehrkosten im Netz auf die Kraftwerksstandorte ist in längerfristiger Perspektive auch für einen unverzerrten Wettbewerb zwischen Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien im europäischen Binnenmarkt wichtig.

Es handelt sich jedoch um ein sehr diffiziles Problem, das im Zusammenhang mit der Entwicklung der Netzentgeltsysteme insgesamt im europäischen Binnenmarkt gesehen werden muss.

Entsprechendes gilt grundsätzlich auch für die Regelenergiekosten. Eine Zuordnung zurechenbarer Kosten auf die Verursacher ist aus Effizienzgründen erwünscht. Die Bilanzkreise leisten Zahlungen für Ausgleichsenergie wenn ihre tatsächlichen Einspeise- oder Entnahmewerte von den Fahrplananmeldungen abweichen. Dieses Prinzip ließe sich auf die EEG-Einspeisungen übertragen. Die Bilanzkreise der EEG-Einspeiser würden für Abweichungen der tatsächlichen von der angemeldeten Einspeisung Ausgleichsenergie in Anspruch nehmen und bezahlen. Die Kosten für Ausgleichsenergie würden nicht länger wie im geltenden EEG sozialisiert sondern den Einspeisern zugerechnet werden. Dadurch würden zugleich ökonomische Anreize für möglichst gute Prognosen der EEG-Einspeisung geschaffen.

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?

Antwort:

Die zukünftig erforderlichen Anpassungsmaßnahmen im Netz zur Integration der Windenergie werden im Rahmen der Dena-Studie ermittelt (s. Antwort auf Frage 5). Die Ergebnisse dieser Untersuchung liegen noch nicht vor.

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

Siehe auch Antwort zu Frage 1.

Nach einer Phase der Anschubfinanzierung sollte die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien dem Wettbewerb ausgesetzt werden. Den unterschiedlichen Umwelt- und Klimaschutzbeiträgen der Stromerzeugungstechniken ist durch eine entsprechende Rahmensetzung Rechnung zu tragen. Im Falle der CO₂-Emissionen wird dies durch ein Emissionszertifikatsystem mit Zertifikathandel erreicht. Der Marktwert CO₂-freier oder CO₂-armer Techniken der Stromerzeugung steigt unter diesen Bedingungen und ist umso höher, je höher der CO₂-Preis ist. Dies würde aber auf absehbare Zeit bei weitem nicht ausreichen, um die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wirtschaftlich werden zu lassen. Förderzahlungen wären weiterhin erforderlich, um diesen Technologien einen Anteil am Strommarkt zu sichern.

Wenn die Integration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in den Stromwettbewerb und gleichzeitig in den Wettbewerb der CO₂-Minderungsmaßnahmen zunächst nicht zu erreichen ist, bietet sich für die Zwischenphase ein Quotensystem an. Dadurch könnte Wettbewerb zwischen den unterschiedlichen Techniken der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Gang gesetzt werden, auch wenn sie gegenüber der konventionellen Stromerzeugung noch nicht wettbewerbsfähig sind. (Technologien wie die Nutzung der solaren Strahlungsenergie und die Geothermie, die auch im Vergleich zu anderen Technologien der Nutzung erneuerbarer Energien extrem kostspielig sind, müssten eine degressiv gestaltete zusätzliche Förderung oder getrennte Quoten erhalten.)

Der Quotenpreis tritt an die Stelle der gesetzlich fixierten Einspeisevergütung. Die Höhe des Quotenpreises ergibt sich aus der Konkurrenz der unterschiedlichen Stromerzeugungstechniken auf Basis Erneuerbarer Energien. Sie ist marktbestimmt und reflektiert sowohl die aktuellen und erwarteten Stromerzeugungskosten als auch den je nach genutzter erneuerbarer Energie unterschiedlichen Marktwert des eingespeisten Stroms. Die Einschätzung des Entwicklungs- und Kostensenkungspotentials der unterschiedlichen Technologien der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien obliegt den Investoren und nicht dem politischen Prozess.

Der Wettbewerb zwischen den Erneuerbaren Energien übt darüber hinaus einen permanenten Druck auf deren Kosten aus.

Durch eine EU-Quote lässt sich dieser Wettbewerb auf die Erneuerbaren Energien in der Europäischen Union ausweiten. Die Quotenverpflichtung (welche Länder tragen wie viel zur Förderung der Technologien bei?) kann einfach von der Quotenerfüllung (wo stehen die geförderten Anlagen?) getrennt werden. Dies erhöht die Fördereffizienz.

Die Risiken, die mit einer Förderpolitik zur Weiterentwicklung von Technologien verbunden sind, bleiben auch beim Quotensystem unverändert bestehen. Ebenso die Tatsache, dass politisch über den Umfang der Förderung (im Falle des Quotensystems über die Höhe und Dauer der Quotenverpflichtung) zu entscheiden ist. Beim Quotensystem beschränkt sich der Staat auf diese Rahmensetzung, der Gesetzentwurf zum EEG sieht dagegen ein staatliches Mikromanagement der Technologiewahl durch differenzierte Förder- und Degressionssätze vor. Wir halten es für Erfolg versprechender, die Suche nach den besten Techniken der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – in einem politisch gesetzten Rahmen – dem Markt zu überlassen.

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

Antwort:

In der Begründung des Gesetzentwurfs wird darauf hingewiesen, dass bei der Festlegung der Vergütungssätze dort genannte wissenschaftliche Studien herangezogen wurden. Der Natur der Sache nach handelt es sich dabei um Kostenprognosen. Diese sind gerade bei noch jungen Technologien schwierig. Überförderung kann bei politisch fixierten Vergütungssätzen, die auf Kostenprognosen beruhen, nie ausgeschlossen werden.

Der Weg, um Überförderung auszuschließen, ist ein Systemwechsel von der Preissteuerung (politische Fixierung der zu zahlenden Einspeisevergütungssätze) zur Mengensteuerung (politische Fixierung der abzunehmenden Einspeisemengen durch eine Quote oder Ausschreibung).

Die Höhe des Quotenpreises ergibt sich aus der Konkurrenz der unterschiedlichen Stromerzeugungstechniken auf Basis Erneuerbarer Energien; er ist marktbestimmt und reflektiert die aktuellen und erwarteten Stromerzeugungskosten der am Markt agierenden Unternehmen und nicht im politischen Raum gebildete Einschätzungen über die Kostenlage und Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien.

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

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?

Antwort:

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

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?

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

57. Stellt § 14 EEG auch weiterhin sicher, dass Strom, der in Arealnetzen erzeugt und verbraucht wird, von der EEG-Umlage befreit ist?

Antwort:

58. Welche Netzkosten sind durch die erneuerbaren Energien im Hinblick auf den Netzausbau bislang entstanden?

Antwort:

59. Welche Auswirkungen auf die Netzkosten hätte eine Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung auf 20 % bis zum Jahr 2020?

Antwort:

60. Wie hoch werden die Kosten und das Volumen der Regelenergie eingeschätzt?

Antwort:

61. Wie wird die Entwicklung der Regelenergiekosten und des -volumens bewertet?

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

66. In welchen Zeiträumen kann dieses Potenzial erschlossen werden?

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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?

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

Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

4. Wie sind die finanziellen Auswirkungen dieser Ausbauziele?

Antwort:

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

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

Antwort:

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

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?

Antwort:

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?

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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?

Antwort:

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

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?

zu III. Bioenergien

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

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?

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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?

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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?

Antwort:

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

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

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?

Antwort:

Wir sehen die in § 1 (1) des Gesetzentwurfs formulierten Ziele (Klima- und Umweltschutz, Verringerung der volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung, Vermeidung von Konflikten um fossile Energieressourcen, Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien) in einer Zielhierarchie. Die erfolgreiche Weiterentwicklung der Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist nicht ein Ziel neben anderen sondern die Voraussetzung dafür, dass die erneuerbaren Energien überhaupt einen Beitrag zu den anderen genannten Zielen leisten können.

Beim heutigen technischen Stand der durch das EEG geförderten Stromerzeugungstechnologien leisten diese keinen Beitrag zu diesen Zielen. Sie sind nicht nur teurer als andere Stromerzeugungstechnologien, auch zur Klimagasreduktion und Sicherung der Energieversorgung sind weit kostengünstigere Alternativen verfügbar. Ihre verstärkte Nutzung läuft – beim heutigen Stand der EEG-geförderten Stromerzeugungstechnologien - den Zielen Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung, umwelt- und klimaschonende Energieversorgung und Versorgungssicherheit zuwider. Wir könnten dieselbe Stromerzeugung, denselben Umwelt- und Klimaschutzbeitrag und denselben Sicherheitsbeitrag auf anderem Wege kostengünstiger erreichen.

Die Zusatzaufwendungen für Erneuerbare Energien unter dem EEG sind Investitionen in die Entwicklung dieser Technologien. Es gibt keine Sicherheit darüber, ob diese Investi-

tion erfolgreich sein wird oder sich als Fehlinvestition herausstellen wird. Durch eine zweckmäßige Ausgestaltung der Förderung kann man jedoch die Erfolgsaussichten vergrößern und die eingesetzten Mittel begrenzen. Solange man sich im Rahmen des Gesetzentwurfs bewegt, betrifft dies vor allem die Differenzierung der Fördersätze (s. die nächste Antwort). Wir halten jedoch ein Quotensystem für Erfolg versprechender (s. Antwort zu Fragen 15 – 20).

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?

Antwort:

Wir beantworten die Fragen 2. – 8. gemeinsam.

Welche erneuerbaren Energien sich am Ende als erfolgreich erweisen werden, lässt sich heute nicht vorhersagen. Man kann nur versuchen, die Erfolgsaussichten der Förderung durch einen nicht zu eng angelegten und flexiblen Auswahlprozess zu verbessern.

Das EEG enthält eine Differenzierung der Fördersätze sowohl innerhalb der als auch zwischen den verschiedenen Erneuerbaren Energien. So erhalten z. B. Onshore-WEA an windschwächeren Standorten eine höhere Vergütung. Eine besonders hohe Förderung von WEA mit naturgegebenen Standortnachteilen, die durch die Verbesserung der WEA-Technik auch langfristig nicht beseitigt werden, ist unter dem Gesichtspunkt der Technikförderung kontraproduktiv: Die erhöhten Förderzahlungen haben nur einen eingeschränkten die Technikentwicklung fördernden Effekt. Dieselbe Überlegung gilt analog für die Differenzierung der Einspeisevergütungen innerhalb anderer Technologien der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Es ist deshalb in jedem Falle zu prüfen, ob die Gewährung erhöhter Vergütungssätze durch die Erwartung eines größeren Kostensenkungspotentials gerechtfertigt erscheint.

Das EEG enthält eine Differenzierung der Fördersätze zwischen den einzelnen Technologien. In einem frühen Stand der Technikentwicklung kann es sinnvoll sein, unterschiedliche Techniken der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien - entsprechend ihrem jeweiligen Entwicklungsstand und damit ihrer Kostenhöhe - durch unterschiedlich hohe Einspeisevergütungen zu fördern, wenn die Aussicht besteht, dass der heutige Kostennachteil im Zuge der Entwicklung verschwindet.

Langfristig sind unterschiedlich hohe Einspeisevergütungen unter dem Gesichtspunkt der Technikförderung kontraproduktiv. Die Weiterförderung von Techniken der Stromerzeugung, die denselben Zielbeitrag zu höheren Kosten erbringen als andere, ist weder ökonomisch noch ökologisch vernünftig. Die Differenzierung der Fördersätze sollte deshalb sukzessive abgebaut werden. Es wäre kontraproduktiv, eine Erneuerbare Energien-Technologie dauerhaft stärker zu fördern, weil sie kostengünstiger ist.

Abgesehen von diesen grundlegenden Weichenstellungen sollte die Politik kein Mikro-Fördermanagement durch eine Vielzahl von Differenzierungen der Anfangsfördersätze und der Degressionssätze betreiben. Stattdessen sollte ein Förderrahmen abgesteckt werden, innerhalb dessen die Investoren entscheiden, in welche erneuerbare Energien sie in welchem Umfang investieren und welche Entwicklungen sie als weniger Erfolg versprechend aufgeben.

Ein Quotensystem ist unter diesem Gesichtspunkt geeigneter als ein Einspeisevergütungssystem. Politisch vorzugeben ist der Quotenumfang. Der Versuch, durch ein Mikro-Fördermanagement differenzierte Vergütungssätze vorzuschreiben, entfällt. Stattdessen konkurrieren die Investoren in erneuerbare Energien und Technologien um die Deckung der Quotennachfrage.

3. Wenn ja, weshalb?

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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?

Antwort:

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?

Antwort:

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?

Antwort:

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?

Antwort:

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

Antwort:

Das politisch angestrebte Verdopplungsziel (Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 12,5 % am Stromverbrauch im Jahr 2010) wird erreicht, wenn die EEG-Einspeisung auf rd. 55 TWh gesteigert wird. Nach unseren Berechnungen werden durch diese Steigerung der EEG-Einspeisung im Jahr 2010 durch Ersatz fossiler Stromerzeugung gut 6 Mio. t CO₂-Emissionen vermieden. Dies entspricht 0,35 t CO₂-Vermeidung je MWh zusätzlicher EEG-Einspeisung. (Die spezifische CO₂-Vermeidung je MWh EEG-Einspeisung sinkt von rd. 1 t CO₂/MWh im Jahr 2004, wenn Stromerzeugung aus alten Stein- und Braunkohlekraftwerken verdrängt wird, auf 0,34 t CO₂/MWh im Jahr 2010, wenn Stromerzeugung aus Gas-GuD-Kraftwerken verdrängt wird.)

Die Kosten der EEG-Einspeisung (Einspeisevergütung abzüglich ersparter Brennstoff- und Kapitalkosten zuzüglich Netzausbaukosten) betragen im Jahr 2010 rd. 50 €/MWh (5c/kWh) in heutigem Geldwert.

Die CO₂-Vermeidungskosten der zusätzlichen EEG-Einspeisung betragen im Jahr 2010 also knapp 150 €/t CO₂ und sind damit um ein Vielfaches (nach unserer Einschätzung etwa um das 20fache) höher als die Kosten verfügbarer alternativer CO₂-Minderungsmaßnahmen.

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?

Antwort:

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

Antwort:

Wir beantworten die Fragen 12 – 14 gemeinsam.

Wir verstehen die Frage so, dass geringere Verfügbarkeit eine höhere Volatilität und schlechtere Prognostizierbarkeit der Einspeisemengen meint. Geringere Verfügbarkeit in diesem Sinne hat zu Folge, dass je MWh Einspeisung weniger Brennstoff-, Kapital- und sonstige Kosten im Kraftwerkspark eingespart werden als bei Einspeisung mit höherer Verfügbarkeit, weil mehr Reservekapazität vorgehalten und mehr Regelarbeit eingesetzt werden muss.

Zwar muss auch für die Nichtverfügbarkeit konventioneller Kraftwerke Reservekapazität vorgehalten werden. Die erforderliche Reservekapazität ist bei Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien mit volatiler Einspeisung ist aber um ein Vielfaches höher. Dies gilt vor allem für Windenergie-Anlagen (WEA), auf die etwa 4/5 des Zuwachses an EEG-geförderter Kapazität bis 2010 entfallen dürften.

Wenn das politische Verdopplungsziel (12,5 % Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Stromverbrauch bis 2010) erreicht wird, dürften in 2010 mehr als 20 GW an WEA-Kapazität installiert sein. Bei diesem Kapazitätsumfang liegt der durchschnittliche Leistungskredit der WEA an Land im Winter unter 8 % (in den übrigen Jahreszeiten noch niedriger). Je GW WEA-Kapazität an Land können also knapp 80 MW als gesicherte Leistung angesetzt werden. (Zum Vergleich: Je GW konventioneller Kraftwerksleistung können über 900 MW als gesicherte Leistung angesetzt werden.) Der Leistungskredit von Biomasse- und Wasserkraftanlagen liegt in derselben Größenordnung wie der konventioneller Kraftwerke. Der Leistungskredit der Offshore-WEA-Kapazität dürfte deutlich über dem der Onshore-WEA-Kapazität liegen.

Die Kosten der Vorhaltung dieser Reservekapazität werden nach dem Gesetzentwurf sozialisiert. Aus Effizienzgründen sollten diese Kosten den Kraftwerksbetreibern angelastet werden; praktisch relevant ist dies vor allem bei den Windenergieanlagen.

Zur Ausregelung von Ungleichgewichten auf Grund von erzeugungsseitigen und/oder verbrauchsseitigen Abweichungen von den zum Zeitpunkt der Fahrplananmeldungen geplanten/prognostizierten Entnahme- und Einspeisewerten muss Regelleistung vorgehalten werden, die im Bedarfsfall für die Frequenzhaltung und zur Aufrechterhaltung einer ausgeglichenen Leistungsbilanz kurzfristig abrufbar sein muss. Neben Prognosefehlern der Last und ungeplanten, nicht disponiblen Kraftwerksausfällen führen auf Grund des steigenden Anteils der WEA-Leistung zunehmend Prognosefehler der WEA-Einspeisung zu Ungleichgewichten zwischen Einspeisung und Entnahme.

Die Bilanzkreise leisten Zahlungen für Ausgleichsenergie wenn ihre tatsächlichen Einspeise- oder Entnahmewerte von den Fahrplananmeldungen abweichen. Dieses Prinzip ließe sich auf die EEG-Einspeisungen übertragen. Die Bilanzkreise der EEG-Einspeiser würden für Abweichungen der tatsächlichen von der angemeldeten Einspeisung Ausgleichsenergie in Anspruch nehmen und bezahlen. Die Kosten für Ausgleichsenergie würden nicht länger wie im geltenden EEG sozialisiert sondern den Einspeisern zugerechnet werden. Dadurch würden zugleich ökonomische Anreize für möglichst gute Prognosen der EEG-Einspeisung geschaffen.

Entsprechende Überlegungen gelten für die Kostenauswirkungen des Standorts der Einspeisung auf das Netz. Die von Stromerzeugern zu entrichtenden Einspeise-Entgelte sollten aus Effizienzgründen regional differenziert werden, wenn die Einspeisung an unterschiedlichen Standorten zu dauerhaften Unterschieden in den Netzausbau- und Netzbetriebskosten führt. Beispiele für eine solche Differenzierung in Abhängigkeit von den langfristigen Inkrementalkosten im Netz bieten Großbritannien und Skandinavien. In Deutschland dominiert bisher die verbrauchsnahe Erzeugung. Dies wird sich mit steigendem Ausbau der Windenergie ändern. Ein effizientes Netzpreissystem würde dem durch höhere Einspeise-Entgelte in den Regionen Rechnung tragen, in denen zusätzliche Einspeisung die Netzausbau und Netzbetriebskosten besonders stark erhöht. Eine solche Zuordnung zurechenbarer Mehrkosten im Netz auf die Kraftwerksstandorte ist in längerfristiger Perspektive auch für einen unverzerrten Wettbewerb zwischen Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien im europäischen Binnenmarkt wichtig. Es handelt sich jedoch um ein sehr diffiziles Problem, das im Zusammenhang mit der Entwicklung der Netzentgeltsysteme insgesamt im europäischen Binnenmarkt gesehen werden muss.

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

Antwort:

14. Wie bewerten Sie diesen Sachverhalt?

Antwort:

15. In welchen Ländern wurden bzw. werden zur Förderung Erneuerbarer Energien „mengensteuernde Instrumente“ im Sinne zertifikatgestützter 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?

Antwort:

Wir beantworten die Fragen 15 – 20 gemeinsam.

Bei der Ausgestaltung der Technologiepolitik im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind die Rahmenbedingungen des Europäischen Binnenmarktes für Strom und der Übergangs zu einem Emissionsrechtssystem in der Klimaschutzpolitik zu beachten. Die EU-Kommission hat die Frage einer einheitlichen oder abgestimmten Förderpolitik im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zunächst zurückgestellt. Die Entwicklung in den einzelnen europäischen Staaten ist im Fluss. Nach einer Erhebung, die sich auf die EU-Mitgliedstaaten und Norwegen (Stichjahr 2001) bezieht, bestanden Einspeisevergütungsmodelle und Quotenmodelle in jeweils 7 Ländern, Ausschreibungs- und Green Pricing-Systeme in jeweils 1 Land. Quotenmodelle bestehen auch in einigen Bundesstaaten der USA.

Das Quotensystem stellt wie das Emissionsrechtssystem ein mengensteuerndes Instrument mit Handelsmöglichkeiten (cap-and-trade) dar. Es erlaubt Wettbewerb zwischen den unterschiedlichen Techniken der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auch wenn diese gegenüber der konventionellen Stromerzeugung noch nicht wettbewerbsfähig sind. (Technologien wie die Nutzung der solaren Strahlungsenergie, die auch im Vergleich zu anderen Technologien der Nutzung erneuerbarer Energien extrem kostspielig sind, müssten zum Einkommen aus Zertifikatverkauf eine degressiv gestaltete zusätzliche Förderung oder es müssten getrennte Quoten für diese Technologien eingeführt werden.)

Der Quotenpreis tritt an die Stelle der gesetzlich fixierten Einspeisevergütung. Die Höhe des Quotenpreises ergibt sich aus der Konkurrenz der unterschiedlichen Stromerzeugungstechniken auf Basis Erneuerbarer Energien. Sie ist marktbestimmt und reflektiert sowohl die aktuellen und erwarteten Stromerzeugungskosten als auch den je nach genutzter erneuerbarer Energie unterschiedlichen Marktwert des eingespeisten Stroms. Die Einschätzung des Entwicklungs- und Kostensenkungspotentials der unterschiedlichen Technologien der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien obliegt den Investoren und nicht dem politischen Prozess.

Der Wettbewerb zwischen den Erneuerbaren Energien übt darüber hinaus einen permanenten Druck auf deren Kosten aus.

Durch eine EU-Quote lässt sich dieser Wettbewerb auf die Erneuerbaren Energien in der Europäischen Union ausweiten. Die Quotenverpflichtung (welche Länder tragen wie viel zur Förderung der Technologien bei?) kann einfach von der Quotenerfüllung (wo stehen die geförderten Anlagen?) getrennt werden. Dies erhöht die Fördereffizienz.

Die Risiken, die mit einer Förderpolitik zur Weiterentwicklung von Technologien verbunden sind, bleiben auch beim Quotensystem unverändert bestehen. Ebenso die Tatsache, dass politisch über den Umfang der Förderung (im Falle des Quotensystems über die Höhe und Dauer der Quotenverpflichtung) zu entscheiden ist. Beim Quotensystem beschränkt sich der Staat auf diese Rahmensezung, der Gesetzentwurf zum EEG sieht dagegen ein staatliches Mikromanagement der Technologiewahl durch differenzierte Förder- und Degressionssätze vor. Wir halten es für Erfolg versprechender, die Suche nach den besten Techniken der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – in einem politisch gesetzten Rahmen – dem Markt zu überlassen.

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

19. Wenn nein, weshalb nicht?

Antwort:

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

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?

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

24. Wodurch können Anreize zur Kostenminimierung verbessert werden?

Antwort:

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

Antwort:

26. Wie können diesbezüglich negative Auswirkungen vermieden werden?

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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?

Antwort:

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

Antwort:

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

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?

Antwort:

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

Antwort:

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?

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

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

Antwort:

41. Wenn nein, welche Maßnahmen wären dafür erforderlich?

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?

Antwort:

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?

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?

Antwort:

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

Antwort:

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