

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

Ausschussdrucksache 15(15)234*

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 / Stellungnahmen auf den Fragenkatalog

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

	Seite
Antworten des Verbandes der Maschinen- und Anlagenbauer – VDMA	2
Stellungnahme (20.2.2004) des Verbandes der Maschinen- und Anlagenbauer – VDMA	43



Power Systems

Verband der Maschinen- und Anlagenbauer - VDMA

Ergänzend zu den beantworteten Fragen verweisen wir auf die Stellungnahme von VDMA Power Systems zum Regierungsentwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren-Energien im Strombereich (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) vom 20.2.2004

Ansprechpartner:

**Dipl.-Ing. Thorsten Herdan
Geschäftsführer
VDMA Fachverband Power Systems
Lyoner Str. 18
60528 Frankfurt/Main**

**Tel.: 069-66 03-13 07
Fax: 069-66 03-15 66
E-Mail: thorsten.herdan@vdma.org**

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?

Durch die 65%-Regelung soll die Bebauung windarmer Standorte verhindert werden. Dieser Wunsch ist im Hinblick auf die Effizienzdiskussion verständlich. Gleichwohl ist festzustellen, dass die Bebauung ineffizienter Standorte bereits aufgrund fehlender Finanzierung auch ohne Grenzziehung an windschwachen Standorten nicht erfolgen würde. Wie von VDMA Power Systems angeregt, wird im Regierungsentwurf anders als noch im Referentenentwurf eine feste Grenze gezogen. Wenn schon eine Begrenzung orientiert am Referenzertrag erfolgen soll, so ist eine ex-ante-Prognose grundsätzlich zu begrüßen. Das 65%-Kriterium des Gesetzesentwurfes vermeidet die Unschärfe der Regelung des Referentenentwurfs, stellt aber immer noch eine sehr große Markteinschränkung dar. Nach Aussage der vom VDMA vertretenen Windenergieanlagenhersteller würden durch die 65%-Grenze ca. 15-25% der installierbaren Anlagenleistung wegfallen. In Süddeutschland wären nach Schätzungen rund 50 bis 60% der aktuell geplanten Projekte nicht mehr realisierbar. Mittelfristig dürfte dieser Anteil noch wachsen. Die Kürzung der Vergütung und die Verschärfung der Degression sind dabei noch nicht berücksichtigt.

Der Ausbau der Windenergie im Binnenland ist energiewirtschaftlich sinnvoll und industriepolitisch erforderlich. Eine breite Streuung der Windenergieanlagen verbessert die Versorgungssicherheit und verteilt die Netzauslastung gleichmäßiger als eine Konzentration an der Küste. Schon der Unterschied von 5% bei der Grenzziehung (60% statt 65%-Grenze) macht am Markt mindestens 10% der Projekte aus. Die Grenze ist deshalb, wenn unvermeidbar, in Anlehnung an den Vorschlag von VDMA Power Systems vom 3.11.2003 auf 60% anzusetzen. Die 65%-Regelung in § 10 Abs. 1 Satz 4 ist ersatzlos zu streichen. Sollte die Streichung nicht durchsetzbar sein, ist die Grenze auf maximal 60% herabzusetzen.

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

Der Mindestnutzungsgrad setzt eine relativ willkürliche Grenze. 15-25% der geplanten Projekte sind dadurch nicht realisierbar. Die Effizienz der Anlagen wurde in den letzten Jahren gerade zur Erschließung windungünstigerer Standorte verbessert. Die Jahresvollaststundenzahl im Binnenland hat sich trotz windschwacher Jahre in den letzten Jahren aufgrund besserer Turbinen und größerer Anlagen verbessert. Bei einer Begrenzung auf 65% werden diese technologischen Weiterentwicklungen weitgehend gestoppt. Die durchschnittliche Jahresvollaststundenzahl wird mit der Entwicklung der Geschäftsfelder Repowering und Offshore Windenergie deutlich ansteigen.

3. Welcher Zusammenhang besteht zwischen Jahresvollaststunden und Regelenergieaufwand?

Regelenergie wird eingesetzt zum Ausgleich kurzfristiger Lastschwankungen im Stromnetz. Dies kann alle Stromerzeugungsarten betreffen. Stromerzeugungsanlagen, die über das ganze Jahr kontinuierlich laufen, erzeugen naturgemäß weniger Regelenergieaufwand. Anlagen mit weniger Jahresvollaststunden haben tendenziell größeren Regelenergieaufwand. Ein unmittelbarer Zusammenhang besteht jedoch nicht.

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

Die geänderten Vergütungshöhen und die längeren Vergütungszeiten für die Offshore-Windenergie sind ein wichtiges und richtiges Signal für den neuen Markt Offshore-Windenergie. VDMA Power Systems begrüßt die Verschiebung des Inkrafttretens der Degression auf 2008. Auch die Differenzierung der Offshore-Vergütung ist sinnvoll. Die Offshore-Kriterien Wassertiefe und Landabstand werden aber nicht ausreichend definiert. Sie reichen als Parameter nicht aus. Entfernung zum Netzanschluss, Kabelführung und Bodenqualität wären ebenfalls zu berücksichtigen, Überregulierungen sollten in der anstehenden Novelle vermieden werden.

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

Mit bürokratischen Regeln droht sich Deutschland selbst den Anschluss an den Weltmarkt für Offshore-Windenergie zu verbauen. Die Umweltkriterien sind viel zu scharf und mit den Zielen des Bürokratieabbaus unvereinbar. Der generelle Ausschluss von Natura 2000 Gebieten ist kontraproduktiv. Umweltkriterien sollten weiterhin im Rahmen des Genehmigungsverfahrens berücksichtigt und nicht Bestandteil des EEG werden. Ferner bestehen hier auch verfassungsrechtliche Bedenken, die den Bestand der Vergütungsregelung gefährden. § 10 Abs. 7 zu Umweltkriterien der Offshore Windenergie muss daher aus der Gesetzesnovelle gestrichen werden. Die ökologische Bewertung von Offshore Windparks sollte weiterhin den Genehmigungsbehörden überlassen werden. Dort ist für einen ausreichenden Interessenausgleich gesorgt.

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

Keine Antwort

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

Durch gesteigerte Finanzierungsbereitschaft am Jahresende ist das Windenergiegeschäft ohnehin sehr stark saisonal. Windenergieanlagen werden überwiegend über Fonds finanziert, deren Hauptgeschäft im letzten Quartal eines Jahres liegt. Dies führt zu einer unnatürlichen Geschäftskonzentration im vierten Quartal. Die Saisonalität wird durch das Einsetzen der Degression der EEG-Vergütung jeweils zum Jahresende noch verstärkt. Die Hersteller mussten in den vergangenen Jahren jeweils mindestens 50-60% der Anlagen unter erschwerten klimatischen Bedingungen im vierten Quartal aufstellen. Kapazitäten und Infrastruktur müssen ohne Not auf diese Spitzenbelastung ausgelegt werden. Die Änderung würde die Anlageninstallation entzerren. Eine erhebliche Glättung des Geschäfts und eine gleichmäßigere Kapazitätsauslastung könnte erreicht werden, wenn die Degression jeweils zur Jahresmitte erfolgen würde. Die Degression in § 10 Abs. 5 sollte zum 1. Juli jeden Jahres einsetzen, also erstmals zum 1.7.2005 für Onshore-Anlagen und zum 1.7.2008 für Offshore-Anlagen.

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?

Solange die technischen Einspeisebedingungen für Biogas nicht geklärt sind, dürfte die vorliegende gesetzliche Regelung ohne Auswirkungen bleiben.

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

Entgegen politischer Absichtserklärungen zur Stärkung der Bioenergie und im Widerspruch zum Erfahrungsbericht führt die Verkürzung des Förderzeitraums zu einer deutlichen Verschlechterung. In der gemeinsamen mit anderen Mitgliedsverbänden des Bundesverbandes Bioenergie (BBE) erarbeiteten Fichtner-Studie "Markt- und Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse" hat der VDMA eine wissenschaftliche Grundlage für die Stromgestehungskosten von Biomasseanlagen zur Nutzung gasförmiger, flüssiger und fester Biomasse vorgelegt. Die Studie zeigt die großen Kostenunterschiede bei der Stromerzeugung je nach Art des eingesetzten Brennstoffes. Die Möglichkeiten zur Nutzung naturbelassener Biomasse, wie z.B. Waldrestholz, oder dem gezielten Anbau von Energiepflanzen werden bisher nicht ausgeschöpft. Genau diese Potenziale sollten durch die Gesetzesnovelle stärker erschlossen werden. Für Referenzfälle von 500 kW und 5 MW sinkt jedoch selbst unter Einbeziehung des Brennstoffbonus die Gesamtvergütung über den Förderzeitraum.

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?

Das EEG ist ein wesentliches Element einer nachhaltigen Technologie- und Innovationspolitik. Leistungsgrenzen wie in § 8 Abs. 2 und Abs. 3 reduzieren die Wirkung des Instruments. Angesichts der Bedeutung und der Limitierungen der Beschaffungslogistik für die benötigten Brennstoffe ist eine zusätzliche Begrenzung nicht erforderlich. Auch technisch ist keine Begründung für eine Begrenzung auf 5 MW ersichtlich. Im Gegenteil, für die hier relevanten Anlagen zur Nutzung fester Biomasse steigen die Wirkungsgrade mit größerer Leistung deutlich an. Dies findet zum Beispiel seinen Niederschlag in höheren Wirkungsgradvorgaben in der Biomasseverordnung. Bei KWK-Anlagen ist die Größe des Wärmenetzes der begrenzende Faktor. In der gemeinsamen mit anderen Mitgliedsverbänden des Bundesverbandes Bioenergie (BBE) erarbeiteten Fichtner-Studie "Markt- und Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse" wird detailliert untersucht, welchen Einfluss die Größe der Anlage auf das Wärmenetz hat. Eine zusätzliche Begrenzung würde ökonomisch und ökologisch sinnvolle Einsatzfälle ausschließen.

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

VDMA Power Systems begrüßt die Aufnahme von naturbelassener Biomasse in das EEG. Die Zusatzvergütung, die für bestimmte Biomassearten und für Anlagen bis 5 MW (Biogas bis 500 kW) gezahlt wird, reicht jedoch nicht aus, um den politisch gewünschten Ausbau zu erzielen. Die im Erfahrungsbericht angemahnten Vergütungsänderungen für feste Biomasseanlagen wurden im Gesetzesentwurf nicht berücksichtigt. Für Biomasseanlagen über 5 MW zur Verstromung fester Biomasse gilt unverändert die Aussage des EEG-Erfahrungsberichts: "Unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen ist ein wirtschaftlicher Betrieb in der Regel nur für Altholzanlagen möglich." Da die Biomasseverordnung eine Befristung zur Genehmigung für Altholzanlagen zum 21.06.2004 enthält, sind bereits heute keine neuen Projekte mehr zu verzeichnen. Die im Gesetzesentwurf vorgeschlagenen Vergütungssätze in Verbindung mit der derzeitigen Biomasseverordnung werden nicht zum

Bau weiterer fester Biomasseanlagen führen. Die Vergütungen sind deshalb an den in der Fichtner-Studie ermittelten Werten auszurichten. Für feste Bioenergieträger sind Bonuszahlungen bis 2 MW von 8 Cent/kWh, bis 5 MW von 6 Cent/kWh, bis 10 MW von 4 Cent/kWh, bis 20 MW von 2 Cent/kWh notwendig, um bisher ungenutzte Waldrestholzpotenziale einer energetischen Verwertung zuzuführen. Die Befristung der Biomasseverordnung verhindert eine längerfristige Perspektive und damit eine kontinuierliche Technologieentwicklung. Sie ist baldmöglichst aufzuheben. Auf Grundlage der bisherigen Erfahrungen und angesichts begrenzter Altholzverfügbarkeit ist kein "ungebremster" Zubau zu erwarten.

Für Biogasanlagen greift die Erhöhung der Vergütungen die im Erfahrungsbericht festgestellte Wirtschaftlichkeitslücke von Anlagen unter 200 kW auf. Die Zusatzvergütung ist jedoch zu gering, um den Einsatz von naturbelassener Biomasse zu ermöglichen. Auf der Grundlage der Fichtner-Studie sowie in Anlehnung an entsprechende Regelungen in Österreich schlagen die im Bundesverband Bioenergie (BBE) zusammengeschlossenen Verbände für Biogas eine Erhöhung des Brennstoffbonus auf 6 Cent/kWh vor.

Um eine suboptimale Anlagenauslegung zu verhindern ist die Begrenzung auf Anlagen bis 5 MW in § 8 Abs. 2 zu streichen (siehe auch SPD-Frage 10).

Die Stoffe, für die eine erhöhte Vergütung gewährt wird, sind in der Biomasseverordnung zu definieren.

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 Vorschlag ist zwar aus Effizienzgesichtspunkten verständlich, steht jedoch im Widerspruch zur Zielsetzung, Innovationsanreize zu liefern und technologische Neuentwicklungen anzuregen. So befinden sich die in der Liste genannten Technologien in sehr unterschiedlichen Entwicklungsphasen. Weiterhin gibt es aufgrund des breiten Spektrums an möglichen biogenen Einsatzstoffen sehr unterschiedliche Anforderungen an die Umwandlungstechnologien. So sind Technologien die im Biogasbereich eingesetzt werden, in der Regel nicht für den Einsatz fester Biomasse geeignet. Letztendlich gibt es darüber hinaus aufgrund thermodynamischer Gesetze eine sehr starke Effizienzabhängigkeit von der Größe der Anlage. Der pauschale Ansatz ist daher kritisch zu bewerten.

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

Angesichts hoher Transportkosten und des z.T. niedrigen Energiegehalts der Biomasse dürfte sich der Import auf Standorte in Grenz- bzw. Küstennähe beschränken.

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

Möglichst weitgehende Erschließung regionaler Biomassepotenziale z.B. durch frühzeitige Vernetzung der Akteure in einer Region. Siehe auch Antwort zur SPD-Frage 20.

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?

Eine Überfrachtung des EEG mit ökologischen Kriterien sollte vermieden werden. Hinsichtlich des Umfangs des Biomasseimports verweisen wir auf die Antwort zur SPD-Frage 13.

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

Siehe Antwort zur SPD-Frage 15.

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

Hierzu verweisen wir auf die Antwort des Bundesverbandes Bioenergie dem der VDMA neben dem Deutschen Bauernverband als Träger angehört.

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

In der gemeinsam mit anderen Mitgliedsverbänden des Bundesverbandes Bioenergie (BBE) erarbeiteten Fichtner-Studie "Markt- und Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse" hat der VDMA im letzten Jahr eine wissenschaftliche Grundlage für die Stromgestehungskosten von Biomasseanlagen zur Nutzung gasförmiger, flüssiger und fester Biomasse vorgelegt. Die Studie zeigt die großen Kostenunterschiede bei der Stromerzeugung je nach Art des eingesetzten Brennstoffes. Daher ist neben einer Leistungsdifferenzierung auch eine Unterscheidung nach den unterschiedlichen Biomasseträgern erforderlich.

Die Vergütungen sind dabei an den in der Fichtner-Studie ermittelten Werten auszurichten. Für feste Bioenergieträger sind dies Bonuszahlungen bis 2 MW von 8 Cent/kWh, bis 5 MW von 6 Cent/kWh, bis 10 MW von 4 Cent/kWh, bis 20 MW von 2 Cent/kWh. Für Biogasanlagen greift die Erhöhung der Vergütungen die im Erfahrungsbericht festgestellte Wirtschaftlichkeitslücke von Anlagen unter 200 kW auf. Die Zusatzvergütung ist jedoch zu gering, um den Einsatz von naturbelassener Biomasse zu ermöglichen. Auf der Grundlage der Fichtner-Studie sowie in Anlehnung an entsprechende Regelungen in Österreich schlagen die im Bundesverband Bioenergie (BBE) zusammengeschlossenen Verbände für Biogas eine Erhöhung des Brennstoffbonus auf 6 Cent/kWh vor.

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

Siehe Antworten zu den SPD-Fragen 11 und 18.

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

Ja, um das Transportaufkommen zu beschränken und zur Stärkung regionaler Wirtschaftskreisläufe.

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

Die Erhöhung der Degression führt insbesondere auch in Verbindung mit der Verkürzung der Vergütungszeiträume zu einer deutlichen Verschlechterung der Einsatzbedingungen. Insbesondere neue gesetzliche Anforderungen haben in den letzten Jahren eher zu einem Anstieg der Investitionskosten z.B. bei Biogasanlagen geführt.

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?

Nein und deshalb können die Offenlegungspflichten und die Aufnahme der ökologischen Nachweispflicht im EEG entfallen. Sie sind sachlich nicht erforderlich und schaffen nur neue bürokratische Hemmnisse.

Die Wasserkraftnutzung steht seit langem im Spannungsfeld zwischen Ökonomie und Ökologie. Die baulichen Eingriffe in die Natur sind nur unter Einhaltung vielfältiger gewässerökologischer Begleitmaßnahmen zulässig. Für die ökologische Bewertung sind die Bundesländer zuständig. Das Genehmigungsverfahren schafft für jeden Einzelfall einen Ausgleich der Interessen der beteiligten Gruppen.

Im besonderen Teil der Begründung wird auf die Umsetzung der Vorgaben der Richtlinie 2000/60/EG (Wasserrahmenrichtlinie –WRRL) im WHG verwiesen. Der Nachweis kann „in der Regel durch einen diese Ziele beachtenden Genehmigungsbescheid ... geführt werden“. Die Regelung ökologischer Sachverhalte und eine Nachweispflicht können damit im EEG entfallen, da sie auf Genehmigungsverfahren der Bundesländer zurückgreifen. Dies wäre auch ein kleiner Schritt in Richtung des Abbaus von Vorschriften und Genehmigungen, die eine Wasserkraftnutzung immer mehr erschweren.

Die Nachweispflicht der ökologischen Verbesserung gegenüber dem Netzbetreiber und die unterschiedliche Auslegung der Kriterien durch den jeweiligen Netzbetreiber verhindern darüber hinaus einen einheitlichen Gesetzesvollzug. Die unterschiedlichen Interessen von Anlagen- und Netzbetreibern haben bereits in der Vergangenheit etliche Projekte verhindert.

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?

Die Vergütungen im Gesetzentwurf für Anlagen über 5 MW beruhen auf Berechnungen eines Gutachtens, das Fichtner im Juli 2003 für das BMU erstellt hat. Eine Bewertung zeigt, dass die wasserbauliche Seite nicht in die Berechnungen eingeflossen ist. Fichtner unterstellt sehr günstige Randbedingungen. So wird z.B. mit einem nominalen Zinssatz von 8% kalkuliert, der nach Aussagen von Fichtner „für die Betrachtungen von privaten Investoren eher als niedrig anzusetzen“ ist. Bereits Ab-

weichungen von 1% haben einen Einfluss von ca. 0,5 Cent/kWh auf die Stromgestehungskosten.

Für Anlagen bis 5 MW fehlen aktuelle Berechnungen völlig. Der Erfahrungsbericht zum EEG vom Juni 2002 weist hier deutlich höhere Stromgestehungskosten aus. Wirtschaftlichkeitsberechnungen an typischen niedriggefälligen Standorten von früheren Mühlenanlagen, wie wir sie z.B. am Beispiel der „Heerser Mühle“ in Bad Salzuflen durchgeführt haben, zeigen, dass die derzeitige EEG-Vergütung für eine Wiederinbetriebnahme nicht ausreicht. In Übereinstimmung mit dem Wasserkraft-Betreiberverband schlagen wir folgende Vergütungssätze für Anlagen unter 100 kW vor:

Für Anlagen	bis 50 kW	10,23 Cent/kWh
	bis 100 kW	9,10 Cent/kWh

Weiterhin ist es unverständlich, dass die Förderzeiträume für die große Wasserkraft auf 15 Jahre verkürzt werden. Sie liegen damit weit unterhalb der notwendigen Finanzierungszeiträume.

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

Fichtner berechnet das genehmigungsfähige Zubaupotenzial oberhalb 5 MW mit ca. 660 MW, wovon ca. 120 MW Neubauprojekte wären. Im kleineren Leistungsbereich dürften sich diese Abschätzungen in Abhängigkeit der ökologischen Bewertung nochmals um 15-20% erhöhen. Hieraus resultiert ein Regelarbeitsvermögen von ca. 3,5 TWh/a.

Aufgrund mehrjähriger Realisierungszeiten sind Einspeisungen erst Ende dieses Jahrzehnts zu erwarten. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass nur ca. 50% der möglichen Maßnahmen wirklich umgesetzt werden. Das Fichtner-Gutachten kommt zu zusätzlichen Stromerzeugungspotenzialen bis zum Jahr 2012 zwischen 443 und 1.787 GWh, wobei der Mittelwert mit 1.115 GWh angegeben wird. Hieraus abgeleitet, wird das maximale Vergütungsvolumen in 10 Jahren mit 23 bis 92 Mio. € abgeschätzt. Für das mittleren Zubauszenario ergibt sich ein Vergütungsvolumen ab 2012 von jährlich etwa 60 Mio. €.

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

Das bekannteste Modernisierungsprojekt ist Rheinfelden. Eine Liste mit Projekten und Fördervolumina liegt uns nicht vor.

26. Wie beurteilen Sie die ökologischen Auswirkungen der Kleinwasserkraft?

Die Nutzung der Wasserkraft ist unverzichtbar, wenn das Ziel der Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bis 2010 erreicht werden soll. Die Differenzierung in "große" und "kleine" Wasserkraft, die der Wasserkraft in der Öffentlichkeit einen erheblichen Imageschaden zufügt, ist unbegründet. Sie sollte der Vergangenheit angehören und umgehend beendet werden. Unverständlich ist es deshalb, dass die Ungleichbehandlung über die ökologische Bewertung im Gesetzentwurf wieder auflebt. Kleine Laufwasserkraftwerke bis 500 Kilowatt, die ab 2006 nicht im räumlichen Zusammenhang bestehender Staustufen oder Wehranlagen errichtet werden, sind nach dem Gesetzentwurf von einer Förderung ausgeschlossen. Dies ist nicht sachgerecht. Es führt zu einer willkürlichen Schlechterstellung kleiner Wasserkraftanlagen und lässt Potenziale ungenutzt.

Vielfach wird hier auf Anlagen ohne Gewässerverbauung verwiesen. Solche Anlagen existieren bisher jedoch nur im Entwicklungsstadium und es ist zu bezweifeln, ob diese Anlagen angesichts der geringen Energiedichte und der hieraus resultierenden geringen Leistung wirtschaftlich betrieben werden können. Der Begriff des räumlichen Zusammenhangs ist darüber hinaus nicht definiert und wird Anlass für juristische Klärungen geben. Die ökologische Bewertung für den Neubau kleiner Wasserkraftanlagen sollte weiterhin den Genehmigungsbehörden der Bundesländer überlassen werden. Dort ist für einen ausreichenden Interessenausgleich gesorgt.

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

Der VDMA hat sich immer für eine Härtefallregelung ausgesprochen. Leider werden mit der derzeitigen Härtefallklausel nur große Unternehmen entlastet. Bei der Novelle des EEG ist die Härtefallregelung auf den Mittelstand zu erweitern. Der Regierungsentwurf zielt hier in die richtige Richtung, geht aber nicht weit genug. Für den Mittelstand ist der Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung und nicht der absolute Strombezug relevant. Die Härtefallklausel sollte sich deshalb am Stromkostenanteil orientieren.

Detaillierte Berechnungen zu den Auswirkungen liegen uns nicht vor. Wir verweisen hier auf die Antwort des BDI.

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

Siehe Antwort zur SPD-Frage 27.

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

Siehe Antwort zur SPD-Frage 27.

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

Siehe Antwort zur SPD-Frage 27.

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?

Siehe Antwort zur SPD-Frage 27.

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

Nach der mittelfristigen Prognose des VDN vom 16.9.2003 steigt das Vergütungsvolumen auf der Grundlage des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 1. April 2000 bis zum Jahr 2008 auf insgesamt rund 4,8 Mrd. €. Das Gesamtvolumen der Vergütungen steigt nicht direkt proportional zur Menge des vergüteten Stroms. Die ambitionierten Degressionssätze beispielsweise für die Windenergie und das Absenken der Vergütung nach Erreichen von 150% des Referenzertrages begrenzt den Anstieg der Vergütungen. Diese Aspekte werden von der VDN Prognose, die bereits 2003 deutlich über dem realen Vergütungsvolumen liegt, nicht ausreichend be-

rücksichtigt. Die im Regierungsentwurf vorgesehene Kürzung der Basisvergütung für die Windenergie auf 5,5 Cent (+3,2 Cent für mindestens fünf Jahre), die Erhöhung der Degression und die Begrenzung der Windenergie im Binnenland würden den Markt weiter einschränken und die Vergütungsvolumina in den kommenden Jahren noch schneller reduzieren. Nach unserer Einschätzung würden die moderaten Erhöhungen der Vergütungen anderer erneuerbarer Energie selbst bei einer Belassung der Vergütungsdauer auf 20 Jahren für Wasserkraft und Bioenergie das Vergütungsvolumen in den kommenden Jahren weit weniger stark vergrößern. Das BMU kommt auf ein maximales Vergütungsvolumen im Jahr 2013 von ca. 5 Mrd. €, das dann bis 2020 drastisch sinkt. 2020 ist demnach von einem nominalen Vergütungsvolumen von ca. 1 Mrd. € auszugehen.

Entscheidend für die Bewertung der Kosten des EEG sind nicht die Vergütungsvolumina, sondern die Mehrkosten, die vermiedenen externer Kosten und der volkswirtschaftliche Nutzen. Die Windenergie-Vergütungen beispielsweise erreichten auf der Grundlage des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 1. April 2000 im Jahr 2003 bei einer Stromerzeugung von 18,5 TWh (entgegen der VDN-Prognose von 19,9 TWh) maximal 1,63 Mrd. €. Allein unter Berücksichtigung des durchschnittlichen Börsenpreises für Strom von 3 Cent/kWh ergeben sich Differenzkosten von maximal 1,1 Mrd. €. Bei Verdoppelung der Windenergieeinspeisung bis 2008 (VDN-Prognose von 39,8 TWh) betragen die Kosten bei einem geschätzten Börsenpreis von 3,6 Cent/kWh ca. 1,4 Mrd. €. Für einen 4-Personen-Haushalt betragen die Mehraufwendungen für Windenergie heute weniger als 70 Cent im Monat. Bei Verdoppelung der Windenergieeinspeisung bis 2008 (VDN-Prognose) betragen die Kosten für die Windenergie ca. 80 Cent im Monat. Je nach Strompreis sinken die Mehrkosten der Windenergie in 10 bis 15 Jahren auf Null. Externe Kosten und volkswirtschaftlicher Nutzen sind in diese Betrachtung nicht eingeflossen.

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?

Bisher sind vereinzelt Fälle aufgetreten, bei denen die vorhandenen Netzkapazitäten nicht den EEG- und den KWK-Strom aufnehmen konnten. Grundsätzlich handelt es sich hier um ein temporäres Problem. Netzausbau und die Netzverstärkung liegen in der Zuständigkeit der Netzbetreiber.

Mit weiter zunehmendem Anteil der Einspeisung aus EEG-Strom wird die Fragestellung jedoch zunehmende Bedeutung erhalten. Der VDMA beteiligt sich deshalb mit weiteren Partnern (Planer, Betreiber und Elektrizitätswirtschaft) an einer umfassenden Studie, die derzeit koordiniert von der Deutschen Energie Agentur (Dena) erarbeitet wird. Basierend auf den Ergebnissen der Studie wird es in den nächsten Jahren darauf ankommen, Konzepte und Regelungen zu entwickeln, den EEG-Strom als integratives Element in einen ausgewogenen Energiemix einzubeziehen.

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?

Siehe Antwort zur SPD-Frage 33.

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?

Keine 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?

Keine Antwort

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

Uns sind derzeit keine von unabhängiger Seite erstellten Studien zum Thema Regelenergie bekannt. Selbst innerhalb der Elektrizitätswirtschaft gibt es große Differenzen über die Höhe der Regelenergiekosten. Darüber hinaus unterscheidet sich die Einspeisecharakteristik der verschiedenen erneuerbaren Energien sehr stark.

Mit weiter zunehmendem Anteil der Einspeisung aus EEG-Strom wird die Fragestellung jedoch zunehmende Bedeutung erhalten. Der VDMA beteiligt sich deshalb mit weiteren Partnern (Planer, Betreiber und Elektrizitätswirtschaft) an einer umfassenden Studie, die derzeit koordiniert von der Deutschen Energie Agentur (dena) erarbeitet wird. Basierend auf den Ergebnissen der Studie wird es in den nächsten Jahren darauf ankommen, Konzepte und Regelungen zu entwickeln, den EEG-Strom als integratives Element in einen ausgewogenen Energiemix einzubeziehen (siehe auch Antwort zur SPD-Frage 33). Hierbei sind auch die praktischen Erfahrungen mit der Anwendung von Prognosemodellen einzubeziehen. Es wird auch zu prüfen sein, in welcher Weise die heutigen Regelenergiekonzepte (mehrere Regelzonen, zeitlicher Abruf, Ausschreibungsmodalitäten, usw.) an den veränderten Erzeugungspark bzw. die veränderten technischen Möglichkeiten anzupassen 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?

Angesichts der Differenzen innerhalb der Elektrizitätswirtschaft über die Höhe der Regelenergiekosten sollte die Wälzung von Kosten bis zur Vorlage der dena-Studie zurückgestellt werden und zuerst ein, der Komplexität des Themas gerecht werdendes Konzepte entwickelt werden. Siehe auch Antwort zur SPD-Frage 37.

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?

Die Idee begrüßen wir, da es wichtig ist, eine Doppelvermarktung des EEG-Stromes zu verhindern.

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?

Eine Energiepolitik, die gleichwertig die Ziele Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit verfolgt, kann nur durch die Addition und Integration aller zur Verfügung stehender Energieträger gestaltet werden. Dies ist die Maxime der im VDMA zusammengeschlossenen Hersteller von Energieerzeugungsanlagen. Eine diesem Gedanken folgende Energiepolitik muss verlässliche und planbare Rahmenbedingungen schaffen, um nachhaltige Technologieentwicklungen für die einzelnen Energieträger zu ermöglichen und Investitionen anzuregen. Deutschland muss Technologie- und Energieerzeugungsstandort bleiben.

Eine bezahlbare, gesicherte und umweltverträgliche Energieversorgung benötigt sowohl effiziente konventionelle Kraftwerke, als auch erneuerbare Energien. Erneuerbare Energien, wie beispielsweise Windenergie, brauchen noch auf absehbare Zeit Versorgungssicherheit durch moderne Kohle- und Gaskraftwerke. Umgekehrt ist ein Erreichen der Klimaschutzziele ohne den Ausbau der erneuerbaren Energien nicht möglich. Für einen zukunftsfähigen deutschen Energiemix kommt daher den erneuerbaren Energien eine wachsende Bedeutung zu. Der vorliegende Gesetzentwurf zur Novellierung des EEG ist ein weiterer wichtiger Schritt zur Verstärkung der mit dem Stromeinspeisungsgesetz und dem Erneuerbare-Energien-Gesetz begonnenen Entwicklung.

Das EEG basiert auf einer degressiv gestalteten, an den Möglichkeiten der einzelnen erneuerbaren Energietechnologien ausgerichteten Markterschließung. Durch die Degression der Vergütungssätze wird das technologische Innovationspotenzial erschlossen. Die erreichten Kostensenkungen der erneuerbaren Energieumwandlungstechnologien sind ein deutliches Zeichen für die Wirksamkeit und Effizienz des EEG. Erst die Dynamik dieser breiten Markterschließung hat die erforderlichen Rahmenbedingungen geschaffen, um durch eine forcierte Technologieentwicklung mittelfristig einen bedeutenden Anteil der Stromversorgung auf der Basis erneuerbarer Energieträger zu ermöglichen. Das EEG ist mehr als nur ein umweltpolitisches Instrument. Es ist wesentliches Element einer nachhaltigen Technologie- und Innovationspolitik. Es schafft neue innovative Industrien mit hervorragenden Entwicklungschancen in Deutschland und auf den Weltmärkten. Die Aufnahme dieses Aspektes in § 1 „Zweck des Gesetzes“ ist daher eine logische Schlussfolgerung.

Neben den Erfolgen des EEG müssen auch die Gesamtkosten des EEG für die deutsche Volkswirtschaft im Auge behalten werden. Dazu gehört neben den Mehrkosten für die Stromkunden ebenso die Vermeidung der externen Kosten. Wettbewerbsverzerrende Mehrkosten für die Industrie sind auszugleichen. Gleichzeitig dürfen die volkswirtschaftlichen Kostensenkungen durch die erneuerbaren Energien nicht verschwiegen werden.

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?

Die Anforderungen an die einzelnen erneuerbaren Energien müssen so angepasst werden, dass die Innovationspotenziale der Anlagentechnik ausgeschöpft, aber nicht überreizt werden. Im Detail verweisen wir hier auf unsere umfassende Stel-

lungnahme vom 20.02.2004 in der die Innovationspfade für die einzelnen erneuerbaren Energien aufgezeigt werden.

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

Aufgrund der Heterogenität der erneuerbaren Energien und der Vielzahl von Einflussfaktoren lässt sich die Frage im Rahmen dieses Kataloges nicht umfassend beantworten. Der Begriff „Wettbewerbsfähigkeit“ müsste dafür definiert werden.

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?

Die degressive Ausgestaltung des EEG ist ein wichtiges Instrument, um Innovationen anzureizen, bzw. Senkungen der Stromgestehungskosten zu verwirklichen. Diese müssen jedoch technisch realisierbar sein und nicht durch andere Maßnahmen, wie z.B. die ständig steigenden rechtlichen Anforderungen an Biogasanlagen, konterkariert werden. Degressionssätze müssen den technischen Reifegrad und die technischen Entwicklungsperspektiven der unterschiedlichen erneuerbaren Energiearten berücksichtigen. Für eine möglichst baldige Erlangung der Marktreife stellen die energieartenspezifischen Degressionssätze sowie die kontinuierliche Überprüfung des EEG die beste Lösung dar.

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

Siehe Antworten zu den SPD-Fragen 24 und 32.

Detaillierte und nach einzelnen Bereichen ausdifferenzierte Berechnungen von Vergütungsvolumen, die über die VDN Prognose vom 16.9.2003 und die Zahlen des BMU hinausgehen, liegen uns nicht vor.

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

Die Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien sind sehr positiv. Negative Auswirkungen des EEG auf die Wettbewerbsfähigkeit der stromintensiven Industrie am Wirtschaftsstandort gilt es durch die Ausgestaltung der Härtefallklausel möglichst weitgehend zu beseitigen. Siehe auch Antworten auf CDU/CSU-Frage1 und SPD-Frage 27.

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

Die Strompreise werden durch das EEG (ohne Berücksichtigung der externen Kosten) geringfügig nominal steigen. Bei fortschreitenden Kostensenkungen bei Strom aus erneuerbaren Energien und gleichzeitigem Ansteigen der allgemeinen Strompreise wird sich mittel- und langfristige ein positiver Nettoeffekt ergeben. Siehe auch Antwort zur SPD-Frage 32.

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

Bei durchschnittlichen Vergütungen von 8,92 Cent/kWh und einem durchschnittlichen Börsenstrompreis von 3 Cent/kWh sind auf der Grundlage der VDN Prognose

vom 16.9.2003 für das Jahr 2003 (29,387 TWh EEG-Strom und 469,281 TWh gesamteter Letztverbrauch) Mehrkosten von durchschnittlich 0,37 Cent/kWh bei einem Gesamtvolumen von 1,74 Mrd. € zugrunde zu legen. Tatsächlich wurde aufgrund des trockenen und windarmen Sommers weit weniger Strom aus Windenergie und Wasserkraft erzeugt als vom VDN prognostiziert. Mehrkosten und durchschnittliche Belastung sind dementsprechend geringer. Detaillierte Berechnungen zu den Auswirkungen auf die Industrie liegen uns nicht vor, da die einzelnen Industrieunternehmen je nach Stromvertrag unterschiedlich von den Energieversorgern mit den Mehrkosten des EEG belastet werden. Die finanziellen Auswirkungen für die Industrie sind wesentlich von der Ausgestaltung der Härtefallregel abhängig. Siehe auch Antworten auf die CDU/CSU-Frage 6 und die SPD-Frage 27.

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?

Dies hängt von der Ausgestaltung der Härtefallregelung ab. Siehe auch Antwort auf die CDU/CSU-Frage 6. Letztlich entscheidend ist jedoch, ob es den erneuerbaren Energien gelingt, bis 2020 zu wettbewerbsfähigen Stromgestehungskosten in Deutschland zu produzieren. Für die Windenergie und große Bereiche der Bioenergie gehen wir nach heutiger Einschätzung davon aus, dass dies im betrachteten Zeitraum gelingt.

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

Das hängt stark von der Durchführung und der Umsetzung der derzeitigen Novellierung des EEG, aber auch von der Entwicklung der Genehmigungspraxis bei der Bioenergie, der Wasserkraft und der Windenergie im Binnenland wie im Offshore-Bereich ab.

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

Eine Abkehr vom derzeitigen System würde das Vertrauen in die weitere Entwicklung der erneuerbaren Energien untergraben und alleine dadurch zu einer Gefährdung des Verdopplungsziels führen. Darüber hinaus müsste ein verändertes System in der Lage sein, auch weiterhin genügend privates Kapital in den Ausbau der erneuerbaren Energien zu lenken.

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?

Dies ist sehr unwahrscheinlich. ein solcher Deckel würde das Vertrauen von Investoren untergraben, da sie bei ihren Wirtschaftlichkeitsberechnungen die eventuellen Auswirkungen einer solchen Deckelung einbeziehen würden. Siehe auch Antwort auf CDU/CSU-Frage 11.

13. Wie gestaltet sich die Arbeitsplatzbilanz des EEG?

Die Berechnung der Jobeffekte der Herstellung und des Betriebs von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien ist aufgrund der geringen Erfah-

rungen in dieser noch relativ jungen Industrie schwierig. Zählungen in Unternehmen geben nur einen geringen Teil der realen Arbeitsplätze wieder, da ein großer Teil der Wertschöpfung bei der Zulieferindustrie, beim Betrieb und bei der Wartung liegt. Erfahrungen aus dem Maschinenbau lassen sich hier teilweise nutzen. Die deutsche Windindustrie beispielsweise hat bis Ende 2003 rund 14.600 MW Windleistung installiert. 2003 wurden 2.645 MW installiert und rund 4,2 Milliarden Euro Umsatz mit Windenergie erzielt. Von dem Gesamtumsatz entfallen 2,7 Milliarden Euro auf die Windenergieanlagen selbst, 0,8 Milliarden Euro auf Infrastrukturmaßnahmen zur Errichtung und Installation der Windenergieanlagen und 0,7 Milliarden auf Service und Wartung. Auf der Grundlage von Berechnungen, die sich am Umsatz des Anlagenbaus orientieren kommt VDMA Power Systems allein für den Windbereich auf ca. 37.000 direkte und indirekte Arbeitsplätze. Weitere ca. 8.000 Arbeitsplätze entfallen auf den Betrieb und die Wartung der Windenergieanlagen. Zu den anderen Bereichen liegen uns nur Schätzungen vor.

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

Die Windenergie-Vergütungen erreichten bei einer Stromerzeugung von 18,5 TWh (entgegen VDN-Prognose) in 2003 maximal 1,63 Mrd. €. Vergütungen dürfen nicht mit Differenzkosten gleichgesetzt werden. Allein unter Berücksichtigung des durchschnittlichen Börsenpreises für Strom von über 3 Cent/kWh ergeben sich 2003 Differenzkosten im Bereich Windenergie von maximal 1,1 Mrd. €. Berechnet man die Mehrkosten pro Arbeitsplatz ergeben sich beispielsweise für den Windbereich auf dieser Basis ca. 24.500 € pro Beschäftigten. Zu den anderen Bereichen liegen uns nur Schätzungen vor. Siehe auch Antwort zur CDU/CSU-Frage 13.

15. Wie wird diese „Arbeitsplatzsubvention“ beurteilt?

Mittel- und langfristig ist dies eine lohnende Investition, da der weltweit stark anziehende Markt für erneuerbare Energien die Arbeitsplätze in Deutschland weiter ausbauen und langfristig sichern wird. Gleichzeitig werden langfristig die Mehrkosten für erneuerbare Energien sinken und damit die "Arbeitsplatzsubvention" entfallen. Bei dieser Betrachtung ist der positive Aspekt der Vermeidung externer Kosten noch nicht berücksichtigt.

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?

Hierzu gibt es keine belastbaren Zahlen. Es gilt jedoch zu berücksichtigen, dass in unserer arbeitsteiligen Gesellschaft vielfältige, länderübergreifende Lieferbeziehungen bestehen. Beispiel: Getriebehersteller in Deutschland, Endmontage in Dänemark, Aufstellung in Deutschland. Entscheidend bei der Bewertung der Anteile am Import- sowie an der Beschäftigung im Ausland ist nicht die installierte Leistung, sondern die Wertschöpfung. Der Importanteil an der Wertschöpfung ist deutlich geringer als der Importanteil an der Leistung. Viele mit deutscher Wertschöpfung gefertigte und aus Deutschland exportierte Komponenten würden in einer leistungsbezogenen Importstatistik erscheinen und diese damit verfälschen.

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

Hierzu gibt es keine Gesamtzahlen. Der Bericht der Deutschen Energie Agentur an den Bundestag (Drs. 15/1862 vom 31.10.2003) kommt hier zu sehr unterschiedlichen Exportquoten. Während die Wasserkraft bereits seit langem fast 90% ihrer Produkte

exportiert, liegt die Quote bei der Windenergie bei ca. 25%. Letztlich war dies der Grund für die Schaffung einer Exportinitiative Erneuerbare Energien unter Federführung der dena an der sich auch der VDMA aktiv beteiligt.

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

Der Exportinitiative Erneuerbare Energien kommt hier eine wichtige Rolle zu. Leider ist jedoch festzustellen, dass sie bisher ihre Hauptaufgabe noch nicht erfüllt. Deutschland verfügt im Export zwar über einen breiten Erfahrungsschatz, den der Maschinenbau als „Exportweltmeister“ auch vielfältig nutzt. Für die im Bereich der erneuerbaren Energien tätigen Unternehmen ist es jedoch noch nicht gelungen, eine bessere Abstimmung der unterschiedlichen staatlichen Institutionen herbeizuführen. Auch beim Schlüsselthema Finanzierung gilt es weiter, an den Bedürfnissen der Kunden ausgerichtete Konzepte zu entwickeln.

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

Hierzu liegen uns über die Zahlen des BMU hinaus keine unabhängigen Angaben vor.

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

Siehe Antwort zur SPD-Frage 37.

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?

Mit diesen Fragestellungen befasst sich die dena-Studie. Siehe auch Antwort zu den SPD-Fragen 34 und 37.

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

Der Zubau der Windenergie beeinflusst Natur, Landschaft und Mensch, wie dies bei jedem menschlichen Tun der Fall ist. Eine Abwägung über die Vertretbarkeit erfolgt über eine Umweltverträglichkeitsprüfung, die einen Ausgleich der unterschiedlichen Belange finden muss. Der Aspekt der Vermeidung externer Effekte bleibt dabei unberücksichtigt. Umweltkriterien und Anwohnerinteressen werden im Genehmigungsverfahren berücksichtigt.

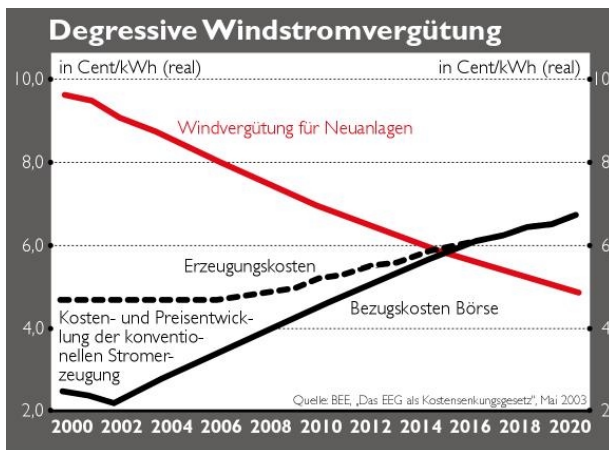
23. Wie wird mit Blick auf die Windenergie das bestehende EEG-Fördersystem bewertet?

Der Ausbau der Windenergie ist zum Erreichen des Verdoppelungsziels des Anteils der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch bis 2010 unverzichtbar. Der Aufstieg der deutschen Windbranche zum Windenergieweltmeister binnen eines Jahrzehnts ist eine industriepolitische und technologiepolitische Leistung die insbesondere auch auf den stabilen politischen Rahmenbedingungen des Stromeinspeisungsgesetzes und des Erneuerbare-Energien-Gesetzes beruht. Die deutsche Windindustrie hat bis Ende 2003 ca. 14.600 MW Windleistung installiert. Laut VDEW wurden im letzten Jahr 18,5 TWh Strom aus Windenergie erzeugt. Das entspricht

einem Anteil von knapp 4% an der deutschen Nettostromerzeugung. Bereits auf der Basis der Anlagenleistung zum 31.12.2003 kann die Windenergie in einem durchschnittlichen Windjahr rund 6% des Stromverbrauchs in Deutschland decken.

Die deutsche Windindustrie erschließt mit zukunftsweisender Spitzentechnologie neue Absatzmärkte („first-mover-advantage“) im Ausland. Der Exportanteil der Windindustrie wird in den nächsten Jahren von derzeit 25% auf ca. 60% bis 70% ansteigen. Die Offshore-Windenergie wird ab 2006 die Maritime Wirtschaft ankurbeln. Repowering (Ersatz alter Anlagen) wird in den nächsten zehn Jahren allmählich viele kleinere ineffizientere Altanlagen durch deutlich weniger, aber größere effiziente Neuanlagen ersetzen.

Strom aus Windenergie wird immer preisgünstiger. Die im EEG vorgeschriebene Degression der Vergütung sowie die Inflation erfordert bereits heute vom Anlagenbau kontinuierliche Verbesserungen zur Verringerung der spezifischen Kosten in Höhe von jährlich über 3%. Die spezifischen Investitionskosten der Windenergieanlagen wurden seit 1990 um ca. 60% reduziert. Die Schere zwischen EEG-Vergütung und Marktpreis schließt sich. Kostendegression bei der Windenergie und Progression bei fossilen Energieträgern werden in spätestens 10 bis 15 Jahren zu einer Angleichung der Strompreise führen.



Differenzkostenbetrachtung für die Windenergie

Der Boom der Windenergie der letzten Jahre wird sich in diesem und in den folgenden Jahren in Deutschland deutlich abschwächen. Der Ausbau der Windenergie durch Repowering, Offshore und Export kann die Windenergie im Onshore-Bereich nicht ohne Übergang ersetzen. Die EEG-Novelle muss bei der Windenergie die wichtigen Perspektiven für Repowering und Offshore öffnen und den weiteren Ausbau im Binnenland für den Übergang sichern. Die deutsche Windbranche braucht das Binnenland in den kommenden Jahren als Absatzmarkt und Innovationsfeld. Ohne Zubau an guten Onshore-Standorten droht ein technologischer Fadenriss. Nur auf dem Weg vom Binnenland über Repowering zur Offshore Windenergie kann die deutsche Windindustrie ihre Spitzenstellung am Weltmarkt festigen und ausbauen. Das bestehende EEG wird diesen Anforderungen nur noch unzureichend gerecht. Eine Anpassung der Konditionen für die Windenergie ist notwendig. Der Gesetzentwurf zur EEG-Novelle wird den Anforderungen nur teilweise gerecht. Siehe auch Antworten auf die SPD-Fragen 1-5 und 7 sowie die Stellungnahme von VDMA Power Systems vom 20.2.2004.

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

Effizientere Fördermöglichkeiten sind uns nicht bekannt. Alle anderen Modelle, die in verschiedenen Ländern eingeführt wurden, haben nicht die Effizienz des EEG-Modells erreicht. Siehe auch Antwort zur CDU/CSU-Frage 11 und Antwort zur B90/Die Grünen Frage 6.

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

Eine Überförderung grundsätzlich für jedes Projekt auszuschließen, wird sehr schwierig sein. Die standortabhängige Vergütung, die degressive Ausgestaltung sowie die kontinuierliche Überprüfung des EEG und dessen Anpassung an den technischen Fortschritt gewährleisten jedoch einen Fördermechanismus, der eine Überförderung weitgehend ausschließt.

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

Siehe Antwort zur SPD-Frage 1.

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

Siehe Antwort auf SPD-Frage 2.

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

Siehe Antwort auf die SPD-Fragen 1 und 2.

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

Die Verlängerung der Dauer der erhöhten Anfangsvergütung für Repowering-Anlagen kann den Erneuerungsprozess von Windenergieanlagen beschleunigen. Dies reicht aber keineswegs aus, um die Begrenzung des Zubaus im Binnenland zu kompensieren. Die Erneuerung alter Anlagen steigert den Energieertrag und verbessert den Landschaftsschutz (Flächenrecycling mit optisch ruhigeren Großanlagen). Der Ersatz alter Anlagen hat in den letzten beiden Jahren mit einigen wenigen MW neu installierter Leistung begonnen. Für die kommenden Jahre werden einige zehn MW Ersatzanlagen erwartet. Ab 2006 können bei angemessener Genehmigungspraxis unter Ausschluss weiterer bürokratischer Hürden jährlich einige Hundert MW an alten Standorten neu installiert werden. Eine größere Anzahl von Anlagen wird voraussichtlich erst Ende des Jahrzehnts erneuert. Dann könnte sich nach einer Studie des DEWI ein relativ stabiler Repowering-Markt mit jährlich bis zu 1.000 MW Neuinstallation entwickeln. Generell handelt es sich bei dem „Repowering-Potenzial“ um ein normales Ersatzinvestitionsgeschäft, wie es im Kraftwerksbau üblich ist. Speziell für den Windenergieanlagenbau ist jedoch mit Ersatzinvestitionen (kompletter Austausch der Anlage) frühestens nach 10 Jahren Anlagenbetrieb zu rechnen.

VDMA Power Systems kann die Intention der „Repowering-Regel“ in dem vorliegenden Gesetzentwurf nachvollziehen. Bei einer starren Grenze (31.12.1995) und unter der Bedingung einer Verdreifachung der Anlagenleistung wird sie aber kaum eine Wirkung entfalten. Wegen begrenzter Netzkapazitäten, aufgrund von Abstandsgebieten, Höhenbegrenzungen und anderen administrativen Hemmnissen im Genehmigungsverfahren, wird es nur an sehr wenigen Standorten möglich sein, eine Verdreifachung der Anlagenleistung zu erreichen. Damit die Regelung Wirkung

entfalten kann, ist eine dynamische Grenze, die sich nach Jahren bemisst und eine Verdoppelung der Anlagenleistung als Bedingung angemessen.

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

Das Potenzial der Offshore-Windenergie in Deutschland und weltweit ist riesig. Allerdings werden frühestens 2006 erste größere Offshore Projekte realisiert. Bis 2010 können unter sehr günstigen Rahmenbedingungen insgesamt bis zu 3.000 MW installiert werden. Dazu ist u.a. die Entwicklung von ersten Standorten mit Nearshore Charakter erforderlich. Die von der Bundesregierung genannten 25.000 MW Offshore-Potenzial sind realistisch, aber nur umsetzbar, wenn keine weiteren bürokratischen Hemmnisse aufgebaut werden, die weitere Standorte von der Realisierung ausschließen.

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

Angesichts der Vielzahl von Einflussfaktoren lässt sich die Frage in dieser Allgemeinheit kaum beantworten. Wir verweisen auf unser Positionspapier zur Offshore-Windenergienutzung vom 16.4.2003.

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

Bei der Offshore-Windenergienutzung handelt es sich um Großkraftwerke mit Investitionsvolumina in dreistelliger Millionenhöhe. Die Vorlaufkosten für die einzelnen Projekte wären bei dem Ausschreibungsmodell derart hoch, dass sich kein Markt entwickeln könnte. Negative Erfahrungen diesbezüglich wurden bereits in Großbritannien gemacht und die gleichen Fehler dürfen in Deutschland nicht wiederholt werden.

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

Die aktuellsten Zahlen stammen aus dem Monitoringbericht zur Biomasseverordnung, den das Institut für Energetik im Dezember 2003 vorgelegt hat. Sie ermittelt das Gesamtpotenzial mit ca. 100 -130 TWh. Die Biomasse bietet damit durch die breite Verfügbarkeit sowie die bisher noch geringe Ausnutzung der vorhandenen Potenziale enorme Ausbauchancen. Laut EEG-Erfahrungsbericht trug die Biomasse im Jahr 2001 nur zu 0,3% am deutschen Stromverbrauch bei. Inwieweit diese Potenziale auch wirtschaftlich erschlossen werden können, hängt letztlich auch von der Novellierung des EEG ab. Da insbesondere die Möglichkeiten zur Nutzung naturbelassener Biomasse, wie z.B. Waldrestholz, oder dem gezielten Anbau von Energiepflanzen bisher nicht genutzt werden. Ferner verweisen wir auf die Antwort des BBE zu dieser Frage.

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

Angesichts der Heterogenität der erneuerbaren Energien und der Vielzahl von Einflussfaktoren lässt sich die Frage in dieser Allgemeinheit kaum beantworten. Durch eine vom EEG ausgelöste forcierte Technologieentwicklung werden derzeit einige erfolgversprechende Umwandlungstechnologien um die Nutzung von Biomasse erweitert. Erste Anwendungen von Brennstoffzellen und Gasturbinen zeigen zu-

kunftsweisende Ansätze zur Nutzung von Biomasse im kleineren Leistungsbereich. Auch die Biomassevergasung, die sich noch im Anfang der Entwicklung befindet, bietet Potenziale zur Verbesserung der Wirkungsgrade. Ferner verweisen wir auf die Antwort des BBE zu dieser Frage. Siehe auch Antwort zur CDU/CSU-Frage 4.

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

Die aktuellsten Zahlen stammen aus dem Monitoringbericht zur Biomasseverordnung, den das Institut für Energetik im Dezember 2003 vorgelegt hat. Letztlich sind die dort getroffenen Vorhersagen jedoch sehr spekulativ, da der weitere Ausbau von der Novellierung des EEG abhängt. Ferner verweisen wir auf die Antwort des BBE zu dieser Frage.

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

Siehe Antwort zur SPD-Frage 9.

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

Siehe Antwort zur CDU/CSU-Frage 36.

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?

Die Kostensituation bei der Biomasse ist, wie die Studien gezeigt haben, sehr stark vom eingesetzten Brennstoff abhängig. Die Potenziale des Anlagenbaus sind deshalb geringer als in anderen Bereichen. Darüber hinaus setzen neue Brennstoffe oft auch eine Weiterentwicklung der Anlagentechnik bzw. einen erhöhten technischen Aufwand voraus, so dass Effizienzsteigerungen hierdurch vermindert werden. Eine jährliche Senkung um 1 Prozent zusätzlich zur Inflationsrate stellt deshalb bereits eine große Herausforderung dar. Siehe auch Antwort zur SPD-Frage 21.

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

Siehe Antwort zur SPD-Frage 11.

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

Siehe Antwort zur SPD-Frage 12.

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

Angesichts des breiten Spektrums möglicher Einsatzbrennstoffe und möglicher Technologien ergibt sich ein breiter Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Neben der energetischen Nutzung sind hier auch die Maßnahmen im Bereich der biogenen Kraftstoffe mit zu berücksichtigen. Gemeinsam mit seinen Mitgliedsverbänden erarbeitet der Bundesverband Bioenergie derzeit eine Bestandsaufnahme sowie einen daraus abgeleiteten Handlungsbedarf. Aus Sicht des Anlagenbaus ergeben sich Fragestellungen von der Werkstoffforschung, über die Entwicklung neuer Technologien (wie z.B. der Vergasungstechnik) bis hin zur Anpassung bestehender Technologien an biogene Brennstoffe in Pilotprojekten. Ein Konzept muss deshalb alle diese Entwicklungsschritte berücksichtigen und besser miteinander „verzahnen“.

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

Die Nutzung der Wasserkraft ist unverzichtbar, wenn das Ziel der Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bis 2010 erreicht werden soll. Mehr als die Hälfte des regenerativ erzeugten Stroms kam 2002 aus Wasserkraftwerken. Etwa $\frac{3}{4}$ des Stroms aus Wasserkraft wird in Anlagen mit einer Leistung größer 5 MW erzeugt. Insbesondere den bisher ungenutzten Modernisierungspotenzialen bei Anlagen größer 5 MW kommt eine wichtige Bedeutung zu. Wir begrüßen deshalb besonders, dass erstmals auch die größeren Wasserkraftwerke ins EEG einbezogen werden. Die unbegründete Differenzierung in "große" und "kleine" Wasserkraft, die besonders in der Öffentlichkeit der Wasserkraft einen erheblichen Imageschaden zufügt, wird damit beendet. Unverständlich ist es deshalb, dass die Ungleichbehandlung über die ökologische Bewertung an anderer Stelle wieder auflebt.

Kleine Laufwasserkraftwerke bis 500 Kilowatt, die ab 2006 nicht im räumlichen Zusammenhang bestehender Staustufen oder Wehranlagen errichtet werden, sind nach dem Gesetzentwurf von einer Förderung ausgeschlossen. Dies ist nicht sachgerecht. Es führt zu einer willkürlichen Schlechterstellung kleiner Wasserkraftanlagen und lässt Potenziale ungenutzt. Vielfach wird hier auf Anlagen ohne Gewässerverbauung verwiesen. Solche Anlagen existieren bisher jedoch nur im Entwicklungsstadium und es ist zu bezweifeln, ob diese Anlagen angesichts der geringen Energiedichte und der hieraus resultierenden geringen Leistung wirtschaftlich betrieben werden können. Der Begriff des räumlichen Zusammenhangs ist darüber hinaus nicht definiert und wird Anlass für juristische Klärungen geben. Die ökologische Bewertung für den Neubau kleiner Wasserkraftanlagen sollte weiterhin wie auch der größeren Wasserkraftanlagen den Genehmigungsbehörden der Bundesländer überlassen werden. Dort ist für einen ausreichenden Interessenausgleich gesorgt.

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

In einem zukünftigen Energiemix kommt der Wasserkraft eine hohe Bedeutung zu, um Lastschwankungen auszugleichen.

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

Siehe Antwort zur CDU/CSU-Frage 42.

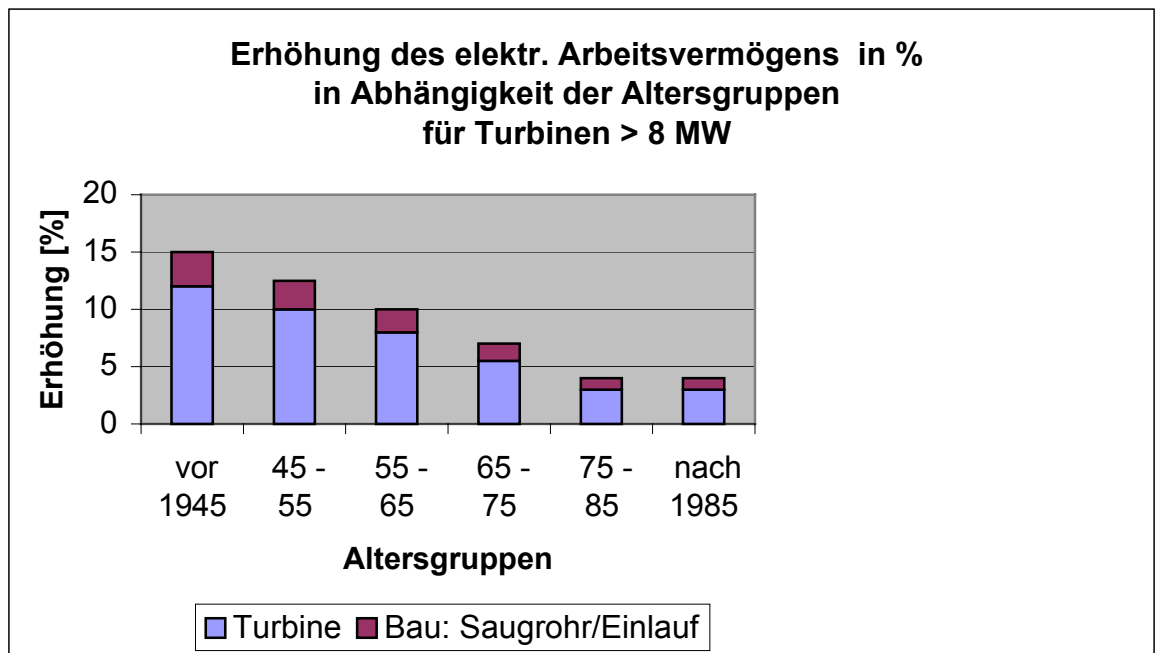
45. Ist eine Realisierung der Vorhaben im Bereich Großer Wasserkraftanlagen bis zum 31.12.2012 möglich?

Angesichts der langen und kaum planbaren Genehmigungsverfahren, die im Fall von Grenzkraftwerken bis zu 10 Jahren betragen können, ist zu befürchten, dass der Zeitraum bis 2012 für den Prozess der Erneuerung zu kurz ist. Eine Verlängerung bzw. die Anlehnung an einen vom Betreiber beeinflussbaren Termin sollte geprüft werden. Dies wird auch in dem Gutachten von Fichtner vorgeschlagen, im Gesetzentwurf aber nicht aufgegriffen wurde.

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

Für die Modernisierung von ausschlaggebender Bedeutung ist die Vorgabe von realisierbaren Effizienzverbesserungen. Eine Erhöhung des elektrischen Arbeitsvermögens von 15% kann nur in Einzelfällen erreicht werden (siehe Bild). Wie die in der Fichtner-Studie ermittelten Werte belegen, ist eine solche Erhöhung nur in vor 1945 in Betrieb genommenen Wasserkraftanlagen realisierbar. Die erreichbaren Werte später errichteter oder zwischenzeitlich modernisierter Wasserkraftwerke liegen deutlich darunter.

Erschwerend kommen oft fehlende Informationen über die strömungsmechanischen Verhältnisse der zu modernisierenden Anlage hinzu. Eine exakte Vermessung der Anlage ist meist nicht möglich oder scheidet aus Kostengründen aus. Da von Herstellerseite aber das Erreichen der Verbesserung des Arbeitsvermögens garantiert werden muss, erhöhen die erforderlichen Sicherheitszuschläge von 1-2% die geforderte Werte. Eine Verbesserung um 15% setzt somit voraus, dass die zu modernisierte Anlage die Möglichkeit bietet, das Arbeitsvermögen um mehr als 16 bis 17% zu verbessern.



Auszug in Anlehnung an Abb. 3.2-1 der Fichtner-Studie, Juli 2003

Die Zielsetzung eines kräftigen Modernisierungsschubs wird bei der Vorgabe einer Erhöhung um 15% bereits im Ansatz klar verfehlt. Auch das Gutachten von Fichtner schlägt die Gewährung einer Förderung für Anlagen vor, deren Stromerzeugung bezogen auf das Regeljahr um mindestens 5% steigt. Daran sollte sich auch die EEG-Novelle orientieren.

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

Die Wasserkraftnutzung steht seit langem im Spannungsfeld zwischen Ökonomie und Ökologie. Die baulichen Eingriffe in die Natur sind nur unter Einhaltung vielfältiger gewässerökologischer Begleitmaßnahmen zulässig. Maßnahmen zum Hochwasserschutz und für die Binnenschifffahrt schränken die Wasserkraftnutzung zusätzlich ein. Für die ökologische Bewertung sind die Bundesländer zuständig. Das Genehmigungsverfahren schafft für jeden Einzelfall einen Ausgleich der Interessen der beteiligten Gruppen. Die Regelung ökologischer Sachverhalte und eine Nachweispflicht können deshalb im EEG entfallen, da sie auf Genehmigungsverfahren der Bundesländer zurückgreifen. Dies wäre auch ein kleiner Schritt in Richtung des Abbaus von Vorschriften und Genehmigungen, die eine Wasserkraftnutzung immer mehr erschweren.

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?

Neben der Ungleichbehandlung ist keine Begründung für die Absenkung bei Anlagen über 5 MW ersichtlich. Sie ist nicht aus den Berechnungen des Gutachtens, das Fichtner im Juli 2003 für das BMU erstellt hat und auf dem die Vergütungen im Gesetzentwurf für Anlagen über 5 MW beruhen, ableitbar. Im Gegenteil. Eine Bewertung zeigt, dass die wasserbauliche Seite nicht in die Berechnungen eingeflossen ist. Fichtner unterstellt sehr günstige Randbedingungen. Hinzu kommt, dass der Förderzeitraum damit weit unterhalb der notwendigen Finanzierungszeiträume liegt.

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

Die Vergütungen im Gesetzentwurf für Anlagen über 5 MW beruhen auf Berechnungen eines Gutachtens, das Fichtner im Juli 2003 für das BMU erstellt hat. Eine Bewertung zeigt, dass die wasserbauliche Seite nicht in die Berechnungen eingeflossen ist. Fichtner unterstellt sehr günstige Randbedingungen. So wird z.B. mit einem nominalen Zinssatz von 8% kalkuliert, der nach Aussagen von Fichtner „für die Betrachtungen von privaten Investoren eher als niedrig anzusetzen“ ist. Bereits Abweichungen von 1% haben einen Einfluss von ca. 0,5 Cent/kWh auf die Stromgestehungskosten.

Für Anlagen bis 5 MW fehlen aktuelle Berechnungen völlig. Der Erfahrungsbericht zum EEG von Juni 2002 weist hier deutlich höhere Stromgestehungskosten aus. Wirtschaftlichkeitsberechnungen an typischen niedriggefälligen Standorten von früheren Mühlenanlagen, wie wir sie z.B. am Beispiel der „Heerser Mühle“ in Bad Salzuflen durchgeführt haben, zeigen, dass die derzeitige EEG-Vergütung für eine Wiederinbetriebnahme nicht ausreicht. In Übereinstimmung mit dem Wasserkraft-Betreiberverband schlagen wir folgende Vergütungssätze für Anlagen unter 100 kW vor:

Für Anlagen	bis 50 kW	10,23 Cent/kWh
	bis 100 kW	9,1 Cent/kWh

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?

Aufgrund der langjährigen Nutzung der Wasserkraft bestehen nur noch geringe Potenziale die Stromgestehungskosten zu vermindern. Eine jährliche Senkung in Höhe der Inflationsrate stellt bereits eine große Herausforderung dar. Im Gutachten weist Fichtner auf Nachteile einer jährlich erfolgenden Degression hin, die sich aus den langen Planungs- und Bauzeiten ergeben. Die vorgeschlagenen Lösungsansätze eines verzögerten Einsatzes der Degression bzw. eines vorgezogenen Vergütungsanspruches (Fichtner Studie schlägt hier z.B. als Stichtag die Bestätigung des Eingangs des wasserrechtlichen Genehmigungsverfahrens vor) wurde im Gesetzentwurf nicht aufgegriffen.

Bei der kleinen Wasserkraft kommt erschwerend hinzu, dass die Kosten für ökologische Begleitmaßnahmen einen noch höheren Stellenwert als bei größeren Anlagen haben. Diese Kostenanteile sind in der Regeln nicht degressiv, sondern steigen sogar mit der Inflationsrate an.

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

Hierzu liegen uns keine eigenen Informationen vor. Die letzten Informationen stammen aus der Antwort auf eine kleine Anfrage der CDU/CSU-Fraktion.

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

Der VDMA hat sich immer für eine Härtefallregelung ausgesprochen. Leider werden mit der derzeitigen Härtefallklausel nur große Unternehmen entlastet. Bei der Novelle des EEG ist die Härtefallregelung auf den Mittelstand zu erweitern. Der Regierungsentwurf zielt hier in die richtige Richtung, geht aber nicht weit genug. Für den Mittelstand ist der Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung und nicht der absolute Strombezug relevant. Die Härtefallklausel sollte sich deshalb am Stromkostenanteil orientieren. Detaillierte Berechnungen zu den Auswirkungen liegen uns nicht vor. Wir verweisen diesbezüglich auf die Beantwortung der Frage durch den BDI.

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

Hierzu liegen uns keine eigenen Informationen vor. Wir verweisen diesbezüglich auf die Beantwortung der Frage durch den BDI.

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

Hierzu liegen uns keine eigenen Informationen vor. Wir verweisen diesbezüglich auf die Beantwortung der Frage durch den BDI.

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

Wir verweisen diesbezüglich auf die Beantwortung der Frage durch den BDI.

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

Uns sind derzeit keine von unabhängiger Seite erstellten Studien zur Regelenergie und zum Netzausbau bekannt. Selbst innerhalb der Elektrizitätswirtschaft gibt es große Differenzen über die Höhe der Regelenergiekosten. Darüber hinaus unterscheidet sich die Einspeisecharakteristik der verschiedenen erneuerbaren Energien sehr stark.

Mit weiter zunehmendem Anteil der Einspeisung aus EEG-Strom wird die Fragestellung jedoch zunehmende Bedeutung erhalten. Der VDMA beteiligt sich deshalb mit weiteren Partnern (Planer, Betreiber und Elektrizitätswirtschaft) an einer umfassenden Studie, die derzeit koordiniert von der Deutschen Energie Agentur (dena) erarbeitet wird. Basierend auf den Ergebnissen der Studie wird es in den nächsten Jahren darauf ankommen, Konzepte und Regelungen zu entwickeln, den EEG-Strom als integratives Element in einen ausgewogenen Energiemix einzubeziehen. Hierbei sind auch die praktischen Erfahrungen mit der Anwendung von Prognosemodellen einzubeziehen. Es wird auch zu prüfen sein, ob die heutigen Regelenergiekonzepte (mehrere Regelzonen, zeitlicher Abruf, Ausschreibungsmodalitäten, usw.) an den veränderten Erzeugungspark bzw. die veränderten technischen Möglichkeiten anzupassen sind.

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

Keine Antwort

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

Siehe Antwort zur CDU/CSU-Frage 56.

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

Siehe Antwort zu den CDU/CSU-Fragen 56 und 9.

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

Siehe Antwort zur CDU/CSU-Frage 56.

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

Siehe Antwort zur CDU/CSU-Frage 56.

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

Ein bundesweiter Ausgleich wäre wünschenswert. Dies setzt aber eine eindeutige Festelegung voraus, welche Kosten in die Wälzung einzubeziehen sind. Siehe Antwort zur CDU/CSU-Frage 56.

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

Siehe Antwort zur CDU/CSU-Frage 56.

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

Für die geplanten Offshore-Anlagen sind weitere Freileitungen erforderlich. Auch hier erwarten wir uns von der Dena-Studie detailliertere Informationen.

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?

Keine Antwort

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

Keine 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?

Eindeutig ja. Aufgrund des inzwischen erreichten Niveaus hat die Dynamik in den technischen Weiterentwicklungen sich verlangsamt. So werden - nicht zuletzt aufgrund negativer Erfahrungen in der Vergangenheit - Anlagen heute viel länger erprobt. Weitere Fragestellungen, die ggf. eine schnelle Anpassung erfordern, sind nicht im Gesetz, sondern in Verordnungen geregelt, wie z.B. die Details der zu erstellenden Windgutachten.

Letztlich haben wir uns ganz klar für eine solche Verlängerung ausgesprochen, da der bisherige Anpassungssturnus für die Unternehmen nicht länger tragfähig war.

Die derzeitige Novellierungsdiskussion zum EEG läuft unter Einbeziehung der Erarbeitung des Erfahrungsberichts nunmehr seit Anfang 2002. Die damit über zwei Jahre andauernde Diskussion hat aufgrund der fehlenden Planungssicherheit zu einer starken Verunsicherung im Markt geführt. Langfristige Investitionen und Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten sind in einem solchen Umfeld sehr schwierig und können politische Ziele konterkarieren.

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

Leider zu wenige, wie unsere umfangreichen Änderungen, insbesondere bei der Wasserkraft und der Bioenergie zeigen.

Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

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

Bei geeigneten Rahmenbedingungen sind die Ausbauziele realisierbar. Viel hängt dabei vom jetzt vorliegenden Gesetzesentwurf ab. Die Novellierungsdiskussion zum EEG läuft unter Einbeziehung der Erarbeitung des Erfahrungsberichts nunmehr seit Anfang 2002. Die damit über zwei Jahre andauernde Diskussion hat aufgrund der fehlenden Planungssicherheit zu einer starken Verunsicherung im Markt geführt. Im Biogassektor resultiert hieraus ein Investitionsstau, der insbesondere für kleine Unternehmen existenzbedrohlich ist. Die Neuregelung des EEG muss daher so schnell wie möglich verabschiedet werden. Bei einer schnellen Novellierung des EEG, die die Technologien nicht überfordert sind die Ziele realisierbar, wenn keine anderen Barrieren aufgebaut werden.

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

Sie sind ein erster wichtiger Schritt auf dem Weg zu einer nachhaltigeren Energieversorgung. Alleine reichen sie aber nicht aus. Im Hinblick auf den Klimaschutz müssen alle gesetzlichen Instrumente und deren Zusammenwirken überprüft werden. Eine isolierte Betrachtung ist nicht zielführend.

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

Die EU-Richtlinie wird weitestgehend umgesetzt. Fragen des freien Zugangs, der fairen Kosten und der Transparenz der Netze müssen im Rahmen der Novelle des EnWG noch angegangen werden. Neue administrative Hemmnisse, wie sie z.B. durch überbordende Umweltkriterien bei der Wasserkraft und der Offshore-Windenergie geplant sind, sollten keinen Einzug ins EEG finden, da sie bereits in den Genehmigungsverfahren ausreichend berücksichtigt werden. Die Novelle des Baugesetzbuches darf ebenso wenig neue Marktbarrieren aufbauen wie die Kennzeichnungspflicht von Windenergieanlagen aus Gründen der Luftfahrt.

4. Wie sind die finanziellen Auswirkungen dieser Ausbauziele?

Die Ziele haben keine finanzielle Auswirkung, deren Umsetzung schon. Sie erhöhen das Volumen der Vergütungen mittelfristig und das Volumen der Differenzkosten in den kommenden Jahren. Letztlich entscheidend ist, ob es den erneuerbaren Energien bis spätestens 2020 gelingt, Strom in Deutschland zu wettbewerbsfähigen Gestehungskosten zu produzieren. Für die Windenergie und große Bereiche der Bio-

energie gehen wir nach heutiger Einschätzung davon aus, dass dies im betrachteten Zeitraum gelingt. Das bedeutet, dass sich mittel- und langfristig ein positiver finanzieller Nettoeffekt ergibt. Der Aspekt der Vermeidung externer Kosten ist dabei noch nicht berücksichtigt. Siehe auch Antwort zu SPD-Frage 32.

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

Keineswegs steht Deutschland allein da. Spanien, Frankreich, Österreich, Griechenland, Portugal, Brasilien, China, Taiwan, Indien, Ägypten, der Jemen und viele andere Länder steuern mit ähnlichen Instrumenten in dieselbe Richtung. Deutschland ist Vorreiter, aber längst nicht mehr alleiniger.

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

Ausschreibungsmodellen wird von Marktwirtschaftlern der Vorzug gegeben. Es handelt sich theoretisch um das kosteneffizienteste Instrument. Praktisch führt es aber zu höheren Kosten pro kWh, zu geringeren Ausbauzahlen aufgrund mangelnder Planungssicherheit, zur Bevorzugung finanzkräftiger großer Player am Markt und zur Benachteiligung mittelständischer Unternehmen. In Großbritannien kostet die kWh Windenergie derzeit 11 Cent in Italien sogar 13 Cent. Die Ausbauzahlen bleiben trotzdem weit hinter denen der führenden Länder zurück, die allesamt auf Festpreisregelungen setzen. In der Praxis hat sich das Ausschreibungsmodell bislang nicht bewährt. Es ist mit Ausschreibung, Zertifizierung, Auktion und Strafzahlung extrem kompliziert, planungsunsicher und damit letztlich ineffizient. Degressive und befristete Festpreisregelungen wie das EEG hingegen haben sich bewährt.

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

Siehe Antwort zur CDU/CSU-Frage 23

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?

Zur Frage allgemein und zur 65%-Regelung: Siehe Antwort auf SPD-Fragen 1

Die Degression der Einspeisevergütung bei Neuanlagen ist ein wichtiges Instrument für eine forcierte Technologieentwicklung. Die Degressionshöhe muss sich dabei an den Möglichkeiten der unterschiedlichen Technologien orientieren. So ist eine Degression von jährlich 1,5% der Vergütungshöhe (inklusive Inflationsrate mindestens 3% real) bei Wind noch darstellbar. Auf den Anlagenbau entfallen ca. 2/3 der Kosten eines Windparks. Finanzierung, Betrieb, und Wartung verursachen ca. 1/3 der Kosten. Dieser Anteil kann zur erforderlichen Kostensenkung nicht beitragen. Ein Innovationsdruck von 3% pro Jahr führt also zu notwendigen Kostensenkungen von ca. 4,5% jährlich durch den Anlagenbau. Eine weitere Verschärfung ist durch den Anlagenbau kaum zu realisieren.

Die zweiprozentige Degression im Regierungsentwurf zur EEG Novelle bezieht sich auf den gesamten Vergütungssatz und ist hoch ambitioniert. Unter Berücksichtigung der Inflationsrate entspricht dies real etwa 3,5 %. Die Degression würde dem Anlagenbau unter Berücksichtigung des 2/3 Anteils an der Wertschöpfung jährliche Kostensenkungen von über 5% abfordern. Zusammen mit der Einführung der 65% Grenze sind Innovations sprünge zur jährlichen Kostenreduzierung von über 5% vom Anlagenbau nicht darstellbar. Die Degression § 10 Abs. 5 ist auf 1,5% zu be-

grenzen, sofern eine Streichung oder Absenkung der 65%-Regelung nicht erreichbar ist.

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?

Zur Frage allgemein: Siehe Antwort auf SPD-Frage 2

Das im Entwurf vorgesehene Verfahren der Gutachterbestellung ist unnötig kompliziert. Details zur Ermittlung des 60%- respektive 65%-Betrages müssen hingegen konkretisiert werden. Unklarheiten bei den Kriterien zur Erstellung von Windertragsgutachten bedrohen den Markt. Sie könnten den Ausbau der Windenergie über Jahre stoppen ähnlich wie bei der Bioenergie in Folge der fehlenden Biomasseverordnung. Durchführungsbestimmungen sind dringend erforderlich, um Planungssicherheit herzustellen und langwierige Gerichtsverfahren zu vermeiden. Konkrete Vorschriften zur Ermittlung der Windertragsprognose sind notwendig. VDMA Power Systems ist bereit, sich an deren Ausarbeitung zu beteiligen.

§ 10 Absatz 4 kann frühestens in Kraft treten, wenn die Durchführung der Windertragsprognose eindeutig geregelt ist. Dies ist erfahrungsgemäß ein Jahr nach Inkrafttreten der EEG Novelle der Fall. Um bereits getätigte Projektentwicklungsinvestitionen nicht zu gefährden – ein typischer Projektentwicklungszeitraum beträgt drei Jahre – sollte in der Übergangsvorschrift (§ 21 Abs. 2 des Gesetzentwurfs) statt einer Frist von nur einem halben Jahr eine Frist von mindestens einem Jahr eingeräumt werden. Bei Inkrafttreten der EEG-Novelle zum 1.7.2004 sollte die Übergangsfrist mindestens bis zum 1.7.2005 gelten.

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

Zur Frage allgemein: Siehe Antwort auf SPD-Frage 4 und CDU/CSU-Frage 30

Basislinie (§ 10 Abs. 3 EEG) Die Orientierung an der Basislinie gefährdet die einzigen realistischen deutschen Offshore-Projekte mit Nearshore-Charakter. Die Basislinie beinhaltet erhebliche „Abschneidungen und Begradigungen“. Standorte vor Flussmündungen und in Buchten fallen deshalb nach der derzeitigen Regelung nicht unter die Offshore-Vergütung, obwohl sie sehr viel weiter von der Küste entfernt sind, als Offshore Projekte in anderen Ländern. Nur unter der Voraussetzung, dass die deutsche Windindustrie Erfahrungen im Nearshore-Bereich sammeln kann, ist das energie- und industriepolitische Ziel der Bundesregierung (500 MW Offshore-Kapazitäten bis 2006) erreichbar. Die technologischen Entwicklungen deutscher Hersteller und die Planungen der Projekte wären „stranded investment“, wenn deutsche Nearshore-Projekte von einer Offshore-Vergütung ausgeschlossen blieben. Ohne Nearshore-Parks wird sich die Entwicklung der deutschen Offshore Windenergie weiter verschleppen. Andere Offshore-Windparks würden dann nicht mit deutscher, sondern mit ausländischer Wertschöpfung realisiert werden. Die Linie in § 10 Abs. 3 EEG zur Bestimmung von Offshore-Windenergieparks sollte an den tatsächlichen Küstenabstand angepasst werden.

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

Siehe Antwort auf SPD-Frage 4

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?

Siehe Antwort auf SPD-Frage 5.

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

Siehe Antwort auf CDU/CSU-Frage 29.

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?

Siehe Antwort auf SPD-Frage 7.

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

Die aktuellsten Zahlen stammen aus dem Monitoringbericht zur Biomasseverordnung, den das Institut für Energetik im Dezember 2003 vorgelegt hat. Sie zeigen die positive Entwicklung der letzten Jahre auf. Die über zwei Jahre andauernde Novellierungsdiskussion zum EEG hat aufgrund der fehlenden Planungssicherheit zu einer starken Verunsicherung im Markt geführt. Im Biogassektor resultiert hieraus ein Investitionsstau, der insbesondere für kleine Unternehmen existenzbedrohlich ist. Bei der festen Biomasse wird die eingespeiste Strommenge in den nächsten Monaten durch die Inbetriebnahme weiterer großer Anlagen zwar deutlich zunehmen. Da die Biomasseverordnung eine Befristung zur Genehmigung für Altholzanlagen zum 21.06.2004 enthält, sind jedoch bereits heute keine neuen Projekte mehr zu verzeichnen. Ohne eine zügige, an den Möglichkeiten der Biomasseanlagen ausgerichtete Gesetzesnovellierung wird der Ausbau zum Erliegen kommen.

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?

Siehe Antwort auf SPD Frage 9

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

Siehe Antwort auf CDU-Frage 35. Der Schlüssel liegt in der Nutzung naturbelassener Biomasse, wie z.B. Waldrestholz, oder dem gezielten Anbau von Energiepflanzen, die bisher nicht genutzt wurden.

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

Siehe Antwort auf SPD-Frage 11.

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?

Zu Effizienzverbesserungen: Siehe Antwort auf CDU/CSU-Frage 34.

Das EEG ist ein wesentliches Element einer nachhaltigen Technologie- und Innovationspolitik. Wir begrüßen den Ansatz einer gezielten Förderung innovativer Technologien. Der vorgeschlagene Technologiebonus bietet jedoch nur ungenügende Anreize für Investoren, um den Markteintritt innovativer Technologien beschleunigen zu können. Leistungsgrenzen wie in § 8 Abs. 3 reduzieren die Wirkung des Instruments zusätzlich. Das EEG alleine kann nicht die Voraussetzungen für einen Markteintritt bspw. der Brennstoffzelle schaffen. Ergänzend zum EEG sind deshalb gezielte Maßnahmen für die breite Markteinführung innovativer Technologien erforderlich. Bei der Nutzung von Deponie-, Klär- und Grubengas sind neben Brennstoffzellen auch Gasturbinen zu berücksichtigen. Derzeit gibt es mehrere Pilotprojekte zum Einsatz von Mikro-Gasturbinen im Leistungsbereich unter 100 kW. Sie bieten insbesondere die Möglichkeit der Nutzung methanarmer Gase, die bisher ungenutzt abgefackelt werden.

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

In vielen Fällen scheitert die ökologisch sinnvolle Wärmenutzung an den Kosten für den Bau und den Betrieb der erforderlichen Wärmenetze. Hier könnte ein additiver KWK-Bonus einen Anreiz bieten. Hierfür ist jedoch eine Erhöhung erforderlich. Der Bundesrat schlägt in seiner Stellungnahme vom 13.02.2004 einen Bonus in Höhe von 2,5 Cent/kWh vor. Sollte eine Brennstoffdifferenzierung in § 8 Abs. 2 politisch als nicht zielführend angesehen werden, könnte für die feste Biomasse ein Ausgleich durch die weitere Erhöhung des KWK-Bonus geschaffen werden.

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

Die Wasserkraftnutzung steht seit langem im Spannungsfeld zwischen Ökonomie und Ökologie. Die baulichen Eingriffe in die Natur sind nur unter Einhaltung vielfältiger gewässerökologischer Begleitmaßnahmen zulässig. Da die Kosten dieser Maßnahmen bei kleinen Anlagen geringen Erlösen gegenüberstehen, sind diese besonders betroffen. In den letzten Jahren ist deshalb ein deutlicher Rückgang der Investitionstätigkeit festzustellen. Zu den Potenzialen liegen uns keine Zahlen vor.

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

Für die Begrenzung der Vergütungsdauer bei Anlagen über 5 MW ist keine Begründung ersichtlich. Sie ist nicht aus den Berechnungen des Gutachtens, das Fichtner im Juli 2003 für das BMU erstellt hat und auf dem die Vergütungen im Gesetzentwurf für Anlagen über 5 MW beruhen, ableitbar. Im Gegenteil. Eine Bewertung zeigt, dass die wasserbauliche Seite nicht in die Berechnungen eingeflossen ist. Fichtner unterstellt sehr günstige Randbedingungen. Hinzu kommt, dass der Förderzeitraum weit unterhalb der notwendigen Finanzierungszeiträume liegt. Aufgrund der langjährigen Nutzung der Wasserkraft bestehen nur noch geringe Potenziale die Stromgestehungskosten zu vermindern. Eine jährliche Senkung in Höhe der Inflationsrate stellt bereits eine große Herausforderung dar. Im Gutachten weist Fichtner auf Nachteile einer jährlich erfolgenden Degression hin, die sich aus den langen Planungs- und Bauzeiten ergeben. Die vorgeschlagenen Lösungsansätze eines verzögerten Einsatzes der Degression bzw. eines vorgezogenen Vergütungsanspruches (Fichtner Studie schlägt hier z.B. als Stichtag die Bestätigung des Eingangs des wasserrechtlichen Genehmigungsverfahrens vor) wurde im Gesetzentwurf nicht aufgegriffen.

Beide Punkte gemeinsam in Verbindung mit den Anforderungen die sich aus der Umsetzung der Vorgaben der Richtlinie 2000/60/EG (Wasserrahmenrichtlinie – WRRL) im WHG ergeben, dürften eine Erhöhung der Wasserkrafterzeugung verhindern.

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

Die Vergütungen im Gesetzentwurf für Anlagen über 5 MW beruhen auf Berechnungen eines Gutachtens, das Fichtner im Juli 2003 für das BMU erstellt hat. Für Anlagen bis 5 MW fehlen aktuelle Berechnungen völlig. Der Erfahrungsbericht zum EEG von Juni 2002 weist hier deutlich höhere Stromgestehungskosten aus. Wirtschaftlichkeitsberechnungen an typischen niedriggefälligen Standorten von früheren Mühlenanlagen, wie wir sie z.B. am Beispiel der „Heerser Mühle“ in Bad Salzuflen durchgeführt haben, zeigen, dass die derzeitige EEG-Vergütung für eine Wiederinbetriebnahme nicht ausreicht. In Übereinstimmung mit dem Wasserkraft-Betreiberverband schlagen wir folgende Vergütungssätze für Anlagen unter 100 kW vor:

Für Anlagen	bis 50 kW	10,23 Cent/kWh
	bis 100 kW	9,1 Cent/kWh

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

Nein. Die Wasserkraftnutzung steht seit langem im Spannungsfeld zwischen Ökonomie und Ökologie. Die baulichen Eingriffe in die Natur sind nur unter Einhaltung vielfältiger gewässerökologischer Begleitmaßnahmen zulässig. Maßnahmen zum Hochwasserschutz und für die Binnenschifffahrt schränken die Wasserkraftnutzung zusätzlich ein. Für die ökologische Bewertung sind die Bundesländer zuständig. Das Genehmigungsverfahren schafft für jeden Einzelfall einen Ausgleich der Interessen der beteiligten Gruppen. Im besonderen Teil der Begründung wird auf die Umsetzung der Vorgaben der Richtlinie 2000/60/EG (Wasserrahmenrichtlinie – WRRL) im WHG verwiesen. Der Nachweis kann „in der Regel durch einen diese Ziele beachtenden Genehmigungsbescheid ... geführt werden“. Die Regelung ökologischer Sachverhalte und eine Nachweispflicht können damit im EEG entfallen, da sie auf Genehmigungsverfahren der Bundesländer zurückgreifen. Dies wäre auch ein kleiner Schritt in Richtung des Abbaus von Vorschriften und Genehmigungen, die eine Wasserkraftnutzung immer mehr erschweren.

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

Siehe Antwort auf Bündnis 90/Die Grünen-Frage 22.

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

Nein, wie das Beispiel der „Heerser Mühle“ (siehe Antwort auf Bündnis 90/Die Grünen-Frage 23) zeigt.

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

Die Nutzung der Wasserkraft ist unverzichtbar, wenn das Ziel der Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bis 2010 erreicht werden soll. Mehr als die Hälfte des regenerativ erzeugten Stroms kam 2002 aus Wasserkraftwerken. Etwa $\frac{3}{4}$ des Stroms aus Wasserkraft wird in Anlagen mit einer Leis-

tung größer 5 MW erzeugt. Insbesondere den bisher ungenutzten Modernisierungspotenzialen bei Anlagen größer 5 MW kommt eine wichtige Bedeutung zu. Wir begrüßen deshalb besonders, dass erstmals auch die größeren Wasserkraftwerke ins EEG einbezogen werden. Die unbegründete Differenzierung in "große" und "kleine" Wasserkraft, die besonders in der Öffentlichkeit der Wasserkraft einen erheblichen Imageschaden zufügt, wird damit beendet. Unverständlich ist, dass die Ungleichbehandlung über die ökologische Bewertung an anderer Stelle wieder auflebt.

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?

Siehe Antwort auf CDU/CSU-Frage 46.

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

Angesichts der hohen Investitionskosten und der hieraus resultierenden langen Amortisationszeiten dürfte Betreiber erst mittelfristig wieder über Investitionen in die große Wasserkraft nachdenken.

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

Siehe Antwort auf Bündnis 90/Die Grünen-Frage 3.

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

Keine Antwort

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

Keine Antwort

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

Um Wettbewerbsnachteile stromintensiver Unternehmen zu vermeiden, wurde bereits im Vorgriff auf die EEG-Novellierung eine Härtefallregelung eingeführt. Der VDMA hat sich immer für eine solche Regelung ausgesprochen. Leider werden mit der derzeitigen Härtefallklausel nur große Unternehmen entlastet. Bei der Novelle des EEG ist die Härtefallregelung auf den Mittelstand zu erweitern. Der Regierungsentwurf zielt hier in die richtige Richtung, geht aber nicht weit genug. Für den Mittelstand ist der Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung und nicht der absolute Strombezug relevant. Die Härtefallklausel sollte sich deshalb am Stromkostenanteil orientieren. Siehe auch Antwort zur CDU-Frage 52 und SPD Frage 27.

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

Uns sind derzeit keine von unabhängiger Seite erstellten Erkenntnisse zur Regelenergie und zum Netzausbau bekannt. Selbst innerhalb der Elektrizitätswirtschaft gibt es große Differenzen über die Höhe der Regelenergiekosten. Darüber hinaus unterscheidet sich die Einspeisecharakteristik der verschiedenen erneuerbaren Energien sehr stark.

Mit weiter zunehmendem Anteil der Einspeisung aus EEG-Strom wird die Fragestellung jedoch zunehmende Bedeutung erhalten. Der VDMA beteiligt sich deshalb mit weiteren Partnern (Planer, Betreiber und Elektrizitätswirtschaft) an einer umfassenden Studie, die derzeit koordiniert von der Deutschen Energie Agentur (Dena) erarbeitet wird. Basierend auf den Ergebnissen der Studie wird es in den nächsten Jahren darauf ankommen, Konzepte und Regelungen zu entwickeln, den EEG-Strom als integratives Element in einen ausgewogenen Energiemix einzubeziehen. Hierbei sind auch die praktischen Erfahrungen mit der Anwendung von Prognosemodellen einzubeziehen. Es wird auch zu prüfen sein, ob die heutigen Regeleneregiekonzept (mehrer Regelzonen, zeitlicher Abruf, Ausschreibungsmodalitäten, usw.) nicht an den veränderten Erzeugungspark bzw. die veränderten technischen Möglichkeiten anzupassen sind.

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

Generell ist anzumerken, dass die erneuerbaren Energien in den zukünftigen Energiemix intelligent integriert werden müssen, um die Kosten für Regelenenergie zu senken. Die meisten erneuerbaren Energien können selbst Regelenenergie bereitstellen. Dies gilt nicht nur für die Wasserkraft und die Bioenergie, sondern kann auch von der Windenergie - wenn auch in begrenztem Umfang- erreicht werden. In diesem Zusammenhang sei auf die Möglichkeiten der Energiespeicherung hingewiesen.

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

Siehe Antwort auf Bündnis 90/Die Grünen-Frage 34.

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

Keine Antwort

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

Siehe Antwort auf Bündnis 90/Die Grünen-Frage 34.

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?

Die Ansätze sind richtig, im Detail sind noch einige Verbesserungen notwendig. Siehe Stellungnahme von VDMA Power Systems vom 20.2.2004.

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?

Nein, da jeder erneuerbare Energieträger - wie auch konventioneller Energieträger - seinen Platz im Energiemix haben sollte, hat jeder seinen Stellenwert. Die einzelnen Energieträger besitzen spezifische Vor- und Nachteile, die häufig vom Standort und/oder den meteorologischen Gegebenheiten abhängig sind. Es erscheint uns wichtig, jede Energiealternative zu prüfen, die Marktchancen abzuschätzen und die Möglichkeiten zu eruieren, unter denen ein Ausbau sinnvoll erscheint. Eine a priori Ausgrenzung scheint nicht geboten, um einen wirtschaftlichen, versorgungssicheren und umweltgerechten Energiemix der Zukunft gestalten zu können.

3. Wenn ja, weshalb?

Keine Antwort

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

Nein, der Schlussfolgerung kann nicht zugestimmt werden, da die einzelnen erneuerbaren Energieträger unterschiedlichen spezifischen Anforderungen genügen müssen, die eine Gleichbehandlung ausschließt. Letztlich muss sich natürlich jeder Energieträger an den „Costs of Energy“ messen lassen. Der jeweilige Weg, diese Kosten zu erreichen, ist jedoch unterschiedlich. Verschieden erneuerbare Energien können unterschiedlich eingesetzt werden, erreichen unterschiedliche Ziele der Energiepolitik in unterschiedlichem Maße, haben einen unterschiedlichen technologischen Reifegrad und werden aus diesem Grund unterschiedlich vergütet.

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

Siehe Antwort zur FDP Frage 4.

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?

Es gehört zur deutschen Innovationspolitik, die meteorologisch günstigeren Standorte in der Welt mit deutscher Technologie bedienen zu können. Dazu bedarf es jedoch eines gewissen Heimatmarktes, um die Technologie entwickeln, testen und letztlich produzieren zu können. Dies trifft nicht nur auf die Solarenergie zu, sondern ist für alle Investitionsgüter relevant.

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?

Die Marktreife wird nicht vom Anlagenstandort bestimmt, die Wirtschaftlichkeit schon. Wir verweisen auf unsere Antwort zur FDP-Frage 6.

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?

Die Schlussfolgerung können wir nicht nachvollziehen, da hier Marktreife und Wirtschaftlichkeit vermischt werden. Eine Technologie kann durchaus marktreif sein, jedoch unter bestimmten meteorologischen Voraussetzungen nicht wirtschaftlich betrieben 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?

Die CO₂-Vermeidung ist nicht das einzige Ziel, das mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien verbunden ist. Wäre dies so, so ist die Aussage zutreffend.

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

Zur Beantwortung dieser Frage liegen uns keine ausreichenden Kenntnisse vor.

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?

Die These, dass durch Strom aus Erneuerbaren Energien jeweils die gleiche Kilowattstunde aus fossilen Energiequellen ersetzt werden soll ist nicht richtig, da unterschiedliche Energieträger unterschiedliche Charakteristiken besitzen. Jeder Energieträger hat seinen Platz im Energiemix, ein direkter Vergleich der Kilowattstunde Kohle/Gas, Bio-/Erdgas, Wind/Wasser oder Solar/Nuklear kann nicht vorgenommen werden.

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

Die Verfügbarkeit und die Vergütungssätze haben keinerlei Zusammenhang, sofern mit den Vergütungssätzen der Markteintritt und damit die technologische und kostenmäßige Weiterentwicklung der jeweiligen Energieträger erreicht werden soll.

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

Nein.

14. Wie bewerten Sie diesen Sachverhalt?

Siehe Antwort zur FDP Frage 13.

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?

Siehe Antwort auf B90/Die Grünen Frage 6.

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

Siehe Antwort auf B90/Die Grünen Frage 6.

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

Siehe Antwort auf B90/Die Grünen Frage 6.

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

Selbstverständlich ist eine geeignete Ausgestaltung denkbar. Beispiele gibt es leider noch nicht. Das Ausschreibungsmodell scheitert auch weniger an Verfahrensregeln als vielmehr an deren Umsetzung. Siehe auch Antwort auf B90/Die Grünen Frage 6.

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?

Was bedeutet eigenständig und an welchem Markt?

Es ist nicht Aufgabe eines Gesetzes eine für alle Betreiber/Entwickler auskömmliches Marktumfeld zu schaffen. Das Gesetz verfolgt primär das Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien zu erhöhen und die Weltmärkte mit deutscher Wertschöpfung bedienen zu können. Primär sind also die Hersteller und die vielen Zulieferbetriebe im Fokus. Dass EEG kann den Anstoß geben und den Heimatmarkt schaffen, um den deutschen Herstellern und Zulieferbetrieben die Chance für den Weltmarkt zu eröffnen. Dazu ist natürlich ein entsprechender Weltmarkt erforderlich, der für den Bereich der erneuerbaren Energien existent ist und weiter wachsen wird.

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

Angesichts der Heterogenität der erneuerbaren Energien und der Vielzahl von Einflussfaktoren lässt sich die Frage im Rahmen dieses Fragenkatalogs nicht beantworten.

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

Ja, insbesondere die degressive Ausgestaltung sowie die regelmäßige Überprüfung der Vergütungen und die Angleichung an den technischen Fortschritt bieten ausreichende Anreize zur Kostenminimierung. Zudem stehen die einzelnen Hersteller im Wettbewerb, nicht nur mit deutschen, sondern auch mit ausländischen Konkurrenten. Die Kunden, die vorrangig an den Kosten für die Kilowattstunde interessiert sind, leisten darüber hinaus einen marktgetriebenen Beitrag zu Kostenminimierung.

24. Wodurch können Anreize zur Kostenminimierung verbessert werden?

Durch gezielte Forschungsförderung beispielsweise Energieforschung als industrielle Gemeinschaftsforschung.

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

Das hängt von der Betrachtungsweise ab. Volkswirtschaftlich ist der Nutzen groß. Langfristig steigt die Versorgungssicherheit, kurzfristig erfordert die Einspeisung fluktuierenden Stroms Anpassungen am Netz, die langfristig die Stromversorgung wiederum verbessern. Siehe auch Antwort zur CDU/CSU-Frage 56.

26. Wie können diesbezüglich negative Auswirkungen vermieden werden?

Negative Auswirkungen können beispielsweise durch Wettbewerb am Markt für Regenergie und transparente, diskriminierungsfreie Netznutzung vermieden werden.

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

Dies ist dringend erforderlich.

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

Ja, aber alle gesetzgeberischen Instrumente müssen zusammen betrachtet werden.

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

Siehe Antwort auf FDP-Frage 29.

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

Die Unterstützung von Projekten in Industrie- oder Entwicklungsländern gegen Anrechnung der CO₂-Einsparung.

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?

Diesbezüglich verweisen wir auf die Antworten der Solarverbände.

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

Neben den noch ungeklärten methodischen Fragen im Zusammenhang mit den Kyoto-Instrumenten zeigen Modellrechnungen, die die GTZ am Beispiel von Windenergieprojekten in Jordanien durchgeführt hat, dass die Förderanreize derzeit nur sehr gering sind.

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

Viele. Die meisten werden bereits genutzt. Die Exportinitiative Erneuerbare Energien hat hier noch viel zu tun. Mit dem EEG hat dies aber wenig zu tun. Allenfalls kann der Mechanismus selbst als "Best Practice Instrument" Schule machen, wie dies in Brasilien, Taiwan oder China bereits geschieht.

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?

Siehe auch Antwort auf CDU/CSU-Frage 23 und Antwort auf FDP-Frage 36. Kommunale Planungshoheit besteht im Rahmen des Genehmigungsverfahrens.

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 Überförderungsstatbestände sofort reduziert werden müssen?

Allgemein: Siehe Antwort zu SPD-Frage 1

An ungünstigen Standorten werden nicht nur geringere Winderträge erzielt, sondern auch geringere Gesamtvergütungen als an windgünstigen Standorten. Von Überförderungsstatbeständen kann daher nicht gesprochen werden. Vergleichsweise ungünstige Standorte sind schon heute nicht rentabel und werden daher - wenn überhaupt - unter Inkaufnahme marginaler Profitraten von Idealisten realisiert. Der Regierungsentwurf will dem eine Grenze setzen. Die Reduzierung des Basisvergütungssatzes und die Verschärfung der Degression beschneiden die Gewinnmarge so weit, dass der deutsche Anlagenbau größte Schwierigkeiten haben wird, den friktionslosen Übergang zu den noch im Aufbau befindlichen Geschäftsfeldern Offshore-Windenergie und Repowering sowie die Erschließung der notwendigen Exportmärkte zu entwickeln.

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?

Windenergieanlagen dürfen nicht gegen den Willen der an Ort und Stelle unmittelbar betroffenen Bevölkerung installiert werden. Das gilt grundsätzlich genau so wie für alle anderen Energieerzeugungsanlagen. In der Praxis treten verständlicherweise immer wieder Interessengegensätze der Betreiber und der Anwohner auf, die im Genehmigungsverfahren Berücksichtigung finden. Der Gesetzgeber hat sich aufgrund der hohen klimapolitischen und energiewirtschaftlichen Bedeutung der erneuerbaren Energien dazu entschlossen, auch Windenergieanlagen im Rahmen der Erstellung der Flächennutzungspläne und Raumordnungsverfahren einen Vorrang einzuräumen. Dies entspricht dem Willen der überwältigenden Mehrheit der Bevölkerung und dem gesamtgesellschaftlichen Interesse.

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?

Bewährte Instrumente wie z.B. die industrielle Gemeinschaftsforschung sollten eingeführt werden. Siehe auch Antwort auf CDU/CSU-Frage 41.

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

Angesichts der Heterogenität der erneuerbaren Energien und der Vielzahl von Einflussfaktoren lässt sich die Frage in dieser Allgemeinheit kaum beantworten.

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?

Die Möglichkeiten zur Weiterentwicklung geeigneter Energiespeichertechnologien sollten auf jeden Fall genutzt werden. Leider sind die Speichertechnologien noch sehr marktfremd und werden noch erhebliche Forschungsanstrengungen benötigen. Eine Einbeziehung in das EEG ist kaum vorstellbar. Gesonderte Industriepolitische Instrumente beispielsweise zur Markteinführung der Brennstoffzellen sind notwendig, um die langfristige Option, z.B. auf eine Wasserstoffwirtschaft mit deutscher Wertschöpfung zu sichern.

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

Die Potenziale sind riesig, sie zu heben bedarf es einer kostspieligen Infrastruktur und technologischer Sprünge. Ein weites Feld für Forschungs- und Markteinführungsprogramme, nicht aber für das EEG.

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?

Eine Überlegenheit der Speichertechnologien ist bisher noch nicht zu erkennen. Sobald jedoch geeignete Speichertechnologien marktreif sind, kann die Grundlastversorgung durch fluktuierende Energien deutlich erhöht werden. Dabei sind jedoch die Gesamtwirkungsgrade und Gesamtsystemkosten im Auge zu behalten.

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?

Netzkosten und Regelenergie sind gute Argumente für die Entwicklung von kostengünstigen Speichertechnologien und werden die Entwicklung beschleunigen.

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

Äußerst positiv.



**Stellungnahme
zum Regierungsentwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts
der Erneuerbaren-Energien im Strombereich
(Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG)**

Frankfurt, den 20. Februar 2004

Ansprechpartner:

**Dipl.-Ing. Thorsten Herdan
Geschäftsführer
VDMA Fachverband Power Systems
Lyoner Str. 18
60528 Frankfurt/Main**

**Tel.: 069-66 03-13 07
Fax: 069-66 03-15 66
E-Mail: thorsten.herdan@vdma.org**

Vorbemerkung

Eine Energiepolitik, die gleichwertig die Ziele Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit verfolgt, kann nur durch die Addition und Integration aller zur Verfügung stehender Energieträger gestaltet werden. Dies ist die Maxime der im VDMA zusammengeschlossenen Hersteller von Energieerzeugungsanlagen. Eine diesem Gedanken folgende Energiepolitik muss verlässliche und planbare Rahmenbedingungen schaffen, um nachhaltige Technologieentwicklungen für die einzelnen Energieträger zu ermöglichen und Investitionen anzuregen. Deutschland muss Technologie- und Energieerzeugungsstandort bleiben.

Eine bezahlbare, gesicherte und umweltverträgliche Energieversorgung benötigt sowohl effiziente konventionelle Kraftwerke, als auch erneuerbare Energien. Erneuerbare Energien, wie beispielsweise Windenergie, brauchen noch auf absehbare Zeit Versorgungssicherheit durch moderne Kohle- und Gaskraftwerke. Umgekehrt ist ein Erreichen der Klimaschutzziele ohne den Ausbau der erneuerbaren Energien nicht möglich. Für einen zukunftsfähigen deutschen Energiemix kommt daher den erneuerbaren Energien eine wachsende Bedeutung zu. Der vorliegende Gesetzentwurf zur Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ist ein weiterer wichtiger Schritt zur Verstetigung der mit dem Stromeinspeisungsgesetz und dem EEG begonnenen Entwicklung.

Das EEG basiert auf einer degressiv gestalteten, an den Möglichkeiten der einzelnen erneuerbaren Energietechnologien ausgerichteten Markterschließung. Durch die Degression der Vergütungssätze wird das technologische Innovationspotential erschlossen. Die erreichten Kostensenkungen der erneuerbaren Energieumwandlungstechnologien sind ein deutliches Zeichen für die Wirksamkeit und Effizienz des EEG. Erst die Dynamik dieser breiten Markterschließung hat die erforderlichen Rahmenbedingungen geschaffen, um durch eine forcierte Technologieentwicklung mittelfristig einen bedeutenden Anteil der Stromversorgung auf der Basis erneuerbarer Energieträger zu ermöglichen. Das EEG ist damit mehr als nur ein umweltpolitisches Instrument. Es ist wesentliches Element einer nachhaltigen Technologie- und Innovationspolitik. Es schafft neue innovative Industrien mit hervorragenden Entwicklungschancen in Deutschland und auf den Weltmärkten. Die Aufnahme dieses Aspektes in § 1 „Zweck des Gesetzes“ ist daher eine logische Schlussfolgerung.

Neben den Erfolgen des EEG müssen auch die Gesamtkosten des EEG für die deutsche Volkswirtschaft im Auge behalten werden. Dazu gehört neben den Mehrkosten für die Stromkunden ebenso die Internalisierung der externen Kosten. Wettbewerbsverzerrende Mehrkosten für die Industrie sind auszugleichen. Gleichzeitig dürfen die volkswirtschaftlichen Kostensenkungen durch die erneuerbaren Energien nicht verschwiegen werden.

Die nachfolgende Stellungnahme bezieht sich auf den Regierungsentwurf und den gleich lautenden Gesetzentwurf der Fraktionen von SPD und Bündnis 90/ Die Grünen in der Bundestagsdrucksache 15/2327 „Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren-Energien im Strombereich“ vom 13. Januar 2004. Die in der ausführliche Stellungnahme zum BMU-Referentenentwurf vom 8. Oktober 2003 und in der Ergänzung vom 25. November 2003 zur Einigung zwischen BMU und BMWA gemachten Ausführungen werden darin unter Berücksichtigung aktueller Diskussionen zusammengefasst und ergänzt. Insbesondere durch die Verschärfung der Degression für Wasserkraft, Bioenergie und Windenergie, die Verkürzung der Förderzeiträume für große Wasserkraftanlagen, Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen sowie Biomasseanlagen auf 15 Jahre und die Begrenzung der Vergütung der Windenergie an windschwachen Standorten besteht erheblicher Änderungsbedarf.

A Generelles

Schnelle Verabschiedung der EEG-Novelle

Die Novellierungsdiskussion zum EEG läuft unter Einbeziehung der Erarbeitung des Erfahrungsberichts nunmehr seit Anfang 2002. Die damit über zwei Jahre andauernde Diskussion hat aufgrund der fehlenden Planungssicherheit zu einer starken Verunsicherung im Markt geführt. Im Biogassektor resultiert hieraus ein Investitionsstau, der insbesondere für kleine Unternehmen existenzbedrohlich ist. Die Neuregelung des EEG muss daher so schnell wie möglich verabschiedet werden.

Härtefallklausel

Um Wettbewerbsnachteile stromintensiver Unternehmen zu vermeiden, wurde bereits im Vorgriff auf die EEG-Novellierung eine Härtefallregelung eingeführt. Der VDMA hat sich immer für eine solche Regelung ausgesprochen. Leider werden mit der derzeitigen Härtefallklausel nur große Unternehmen entlastet. Bei der Novelle des EEG ist die Härtefallregelung auf den Mittelstand zu erweitern. Der Regierungsentwurf zielt hier in die richtige Richtung, geht aber nicht weit genug. Für den Mittelstand ist der Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung und nicht der absolute Strombezug relevant. Die Härtefallklausel sollte sich deshalb am Stromkostenanteil orientieren.

Innovative Technologien

Das EEG ist ein wesentliches Element einer nachhaltigen Technologie- und Innovationspolitik. Wir begrüßen den Ansatz einer gezielten Förderung innovativer Technologien. Der vorgeschlagene Technologiebonus bietet jedoch nur ungenügende Anreize für Investoren, um den Markteintritt innovativer Technologien beschleunigen zu können. Leistungsgrenzen wie in § 8 Abs. 3 reduzieren die Wirkung des Instruments zusätzlich. Das EEG alleine kann nicht die Voraussetzungen für einen Markteintritt bspw. der Brennstoffzelle schaffen. Ergänzend zum EEG sind deshalb gezielte Maßnahmen für die breite Markteinführung innovativer Technologien erforderlich.

B Die erneuerbaren Energieträger im Einzelnen

I. Wasserkraft

Stellenwert und grundsätzliche Bewertung

Die Nutzung der Wasserkraft ist unverzichtbar, wenn das Ziel der Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bis 2010 erreicht werden soll. Mehr als die Hälfte des regenerativ erzeugten Stroms kam 2002 aus Wasserkraftwerken. Etwa $\frac{3}{4}$ des Stroms aus Wasserkraft wird in Anlagen mit einer Leistung größer 5 MW erzeugt. Insbesondere den bisher ungenutzten Modernisierungspotenzialen bei Anlagen größer 5 MW kommt eine wichtige Bedeutung zu. Wir begrüßen deshalb besonders, dass erstmals auch die größeren Wasserkraftwerke ins EEG einbezogen werden. Die unbegründete Differenzierung in "große" und "kleine" Wasserkraft, die besonders in der Öffentlichkeit der Wasserkraft einen erheblichen Imageschaden zufügt, wird damit beendet. Unverständlich ist es deshalb, dass die Ungleichbehandlung über die ökologische Bewertung an anderer Stelle wieder auflebt.

Inhaltlich wird der vorliegende Gesetzentwurf seinem Ziel zur Sicherung und Erhöhung der Stromerzeugung aus Wasserkraft beizutragen nicht gerecht. Durch die im Zuge der Erarbeitung des Gesetzesentwurfs vorgenommen Verkürzung des Vergütungszeitraums wurden die bereits vorher unzureichenden Vergütungssätze weiter reduziert. Nicht realisierbare Modernisierungsvorgaben (z.B. die Forderung einer 15%-igen Verbesserung des Arbeitsvermögens), die dazu noch im Widerspruch zu den eigens erstellten Gutachten der Fichtner GmbH stehen, verhindern auch weiterhin die Umsetzung wichtiger Projekte. Es besteht deshalb die Gefahr,

dass die Herstellung von Wasserkraftanlagen weiter ins Ausland verlagert wird und damit auch die Potenziale für die Entwicklung der Technologie in Deutschland unwiederbringlich verschwinden.

Besonderheit von Wasserkraftanlagen: Ablaufen der Konzession

Von entscheidender Bedeutung für den zukünftigen Anteil der Wasserkraft im deutschen Energiemix ist die Tatsache, dass den Betreibern befristete Konzessionen erteilt wurden. Eine Konzessionsverlängerung ist nach heutiger Gesetzgebung mit einer großen Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) verbunden, die in der Regel umfangreiche bauliche Veränderungen erforderlich macht. So ist zum Beispiel beim Kraftwerk Rheinfeldern die Erhöhung der Schluckwassermenge von 600 auf bis zu 1.500 cbm/s erforderlich. Dies lässt sich nur durch einen Neubau realisieren.

Für viele Wasserkraftwerke wird sich deshalb beim Auslaufen der Konzession die Frage nach einer Modernisierung bzw. der Stilllegung des Kraftwerks stellen. Unvorhergesehene Reparatur- und Ertüchtigungsmaßnahmen können bereits früher dazu führen. Falls keine grundlegenden Veränderungen eingeführt werden, könnten in den nächsten 30 Jahren die Hälfte der heutigen Wasserkraftwerke vom Netz gehen (siehe Bild 1). Angesichts der langen Planungs- und Bauzeiten werden die Weichen hierfür bereits Ende dieses Jahrzehnts gestellt.

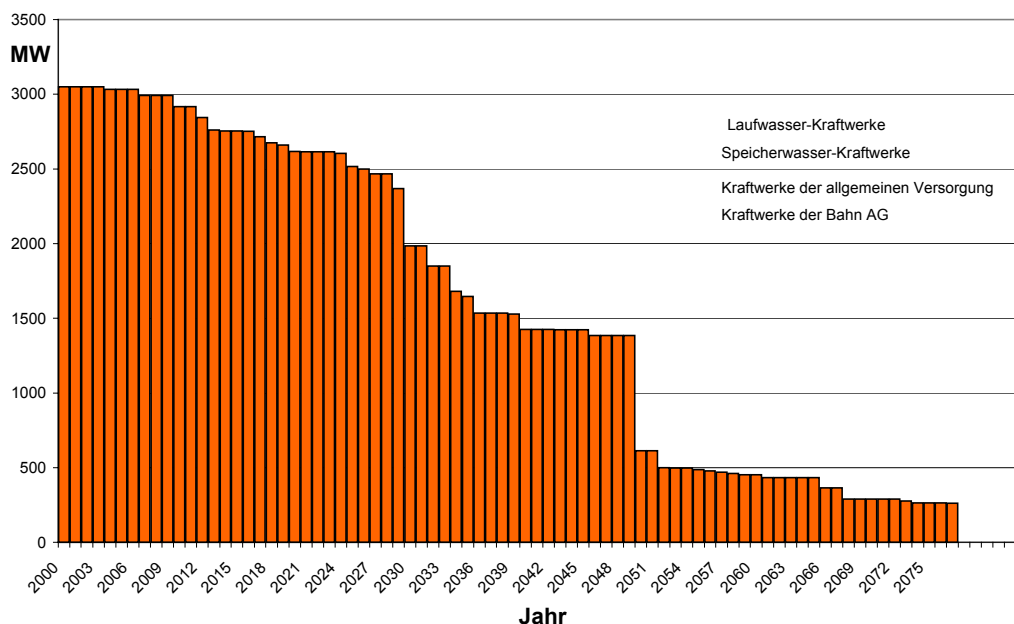


Bild 1: Kumulierter Leistungsabgang infolge Konzessionsablauf

Quelle: EnBW

Ökologische Verbesserungen, Nachweispflicht

Die Wasserkraftnutzung steht seit langem im Spannungsfeld zwischen Ökonomie und Ökologie. Die baulichen Eingriffe in die Natur sind nur unter Einhaltung vielfältiger gewässerökologischer Begleitmaßnahmen zulässig. Maßnahmen zum Hochwasserschutz und für die Binnenschifffahrt schränken die Wasserkraftnutzung zusätzlich ein. Für die ökologische Bewertung sind die Bundesländer zuständig. Das Genehmigungsverfahren schafft für jeden Einzelfall einen Ausgleich der Interessen der beteiligten Gruppen.

Im besonderen Teil der Begründung wird auf die Umsetzung der Vorgaben der Richtlinie 2000/60/EG (Wasserrahmenrichtlinie –WRRL) im WHG verwiesen. Der Nachweis kann „in der Regel durch einen diese Ziele beachtenden Genehmigungsbescheid ... geführt werden“. Die Regelung ökologischer Sachverhalte und eine Nachweispflicht können damit im EEG entfallen, da sie auf Genehmigungsverfahren der Bundesländer zurückgreifen. Dies wäre auch ein

kleiner Schritt in Richtung des Abbaus von Vorschriften und Genehmigungen, die eine Wasserkraftnutzung immer mehr erschweren.

Die Nachweispflicht der ökologischen Verbesserung gegenüber dem Netzbetreiber und die unterschiedliche Auslegung der Kriterien durch den jeweiligen Netzbetreiber verhindern einen einheitlichen Gesetzesvollzug. Die unterschiedlichen Interessen von Anlagen- und Netzbetreibern haben bereits in der Vergangenheit etliche Projekte verhindert. Die Aufnahme der ökologischen Nachweispflicht und die Offenlegungspflichten im EEG sind sachlich nicht erforderlich und schaffen nur neue bürokratische Hemmnisse.

Erforderliche Änderungen:

- § 6 Abs. 1 Satz 2 und Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 sowie Abs. 3 sind zu streichen.

Kleine Wasserkraftanlagen ab 2006

Kleine Laufwasserkraftwerke bis 500 Kilowatt, die ab 2006 nicht im räumlichen Zusammenhang bestehender Staustufen oder Wehranlagen errichtet werden, sind nach dem Gesetzentwurf von einer Förderung ausgeschlossen. Dies ist nicht sachgerecht. Es führt zu einer willkürlichen Schlechterstellung kleiner Wasserkraftanlagen und lässt Potentiale ungenutzt.

Vielfach wird hier auf Anlagen ohne Gewässerverbauung verwiesen. Solche Anlagen existieren bisher jedoch nur im Entwicklungsstadium und es ist zu bezweifeln, ob diese Anlagen angesichts der geringen Energiedichte und der hieraus resultierenden geringen Leistung wirtschaftlich betrieben werden können. Der Begriff des räumlichen Zusammenhangs ist darüber hinaus nicht definiert und wird Anlass für juristische Klärungen geben. Die ökologische Bewertung für den Neubau kleiner Wasserkraftanlagen sollte weiterhin den Genehmigungsbehörden der Bundesländer überlassen werden. Dort ist für einen ausreichenden Interessenausgleich gesorgt.

Erforderliche Änderung:

- § 6 Abs. 1 Satz 2 ist ersatzlos zu streichen.

Höhe der Einspeisevergütung und Förderdauer

Die Vergütungen im Gesetzentwurf für Anlagen über 5 MW beruhen auf Berechnungen eines Gutachtens, das Fichtner im Juli 2003 für das BMU erstellt hat. Eine Bewertung zeigt, dass die wasserbauliche Seite nicht in die Berechnungen eingeflossen ist. Fichtner unterstellt sehr günstige Randbedingungen. So wird z.B. mit einem nominalen Zinssatz von 8% kalkuliert, der nach Aussagen von Fichtner „für die Betrachtungen von privaten Investoren eher als niedrig anzusetzen“ ist. Bereits Abweichungen von 1% haben einen Einfluss von ca. 0,5 Cent/kWh auf die Stromgestehungskosten.

Für Anlagen bis 5 MW fehlen aktuelle Berechnungen völlig. Der Erfahrungsbericht zum EEG von Juni 2002 weist hier deutlich höhere Stromgestehungskosten aus. Wirtschaftlichkeitsberechnungen an typischen niedriggefälligen Standorten von früheren Mühlenanlagen, wie wir sie z.B. am Beispiel der „Heerser Mühle“ in Bad Salzuflen durchgeführt haben, zeigen, dass die derzeitige EEG-Vergütung für eine Wiederinbetriebnahme nicht ausreicht. In Übereinstimmung mit dem Wasserkraft-Betreiberverband schlagen wir folgende Vergütungssätze für Anlagen unter 100 kW vor:

Für Anlagen	bis 50 kW	10,23 Cent/kWh
	bis 100 kW	9,1 Cent/kWh

Weiterhin ist es unverständlich, dass die Förderzeiträume für die große Wasserkraft auf 15 Jahre verkürzt werden. Sie liegen damit weit unterhalb der notwendigen Finanzierungszeiträume.

Erforderliche Änderungen:

- Die Vergütungen in § 6 Abs. 1 sind für Anlagen bis 100 kW anzupassen.
- Die Verkürzung der Vergütungszeit in § 12 Abs. 3 Satz 2 ist zu streichen.

Erhöhung des Arbeitsvermögens

Für die Modernisierung von ausschlaggebender Bedeutung ist die Vorgabe von realisierbaren Effizienzverbesserungen. Eine Erhöhung des elektrischen Arbeitsvermögens von 15% kann nur in Einzelfällen erreicht werden (siehe Bild 2). Wie die in der Fichtner-Studie ermittelten Werte belegen, ist eine solche Erhöhung nur in vor 1945 in Betrieb genommenen Wasserkraftanlagen realisierbar. Die erreichbaren Werte später errichteter oder zwischenzeitlich modernisierter Wasserkraftwerke liegen deutlich darunter.

Erschwerend hinzu kommen oft fehlender Informationen über die strömungsmechanischen Verhältnisse der zu modernisierenden Anlage. Eine exakte Vermessung der Anlage ist meist nicht möglich oder scheidet aus Kostengründen aus. Da von Herstellerseite aber das Erreichen der Verbesserung des Arbeitsvermögens garantiert werden muss, erhöhen die erforderlichen Sicherheitszuschläge von 1-2% die geforderte Werte. Eine Verbesserung um 15% setzt somit voraus, dass die zu modernisierte Anlage die Möglichkeit bietet, das Arbeitsvermögen um mehr als 16 bis 17% zu verbessern.

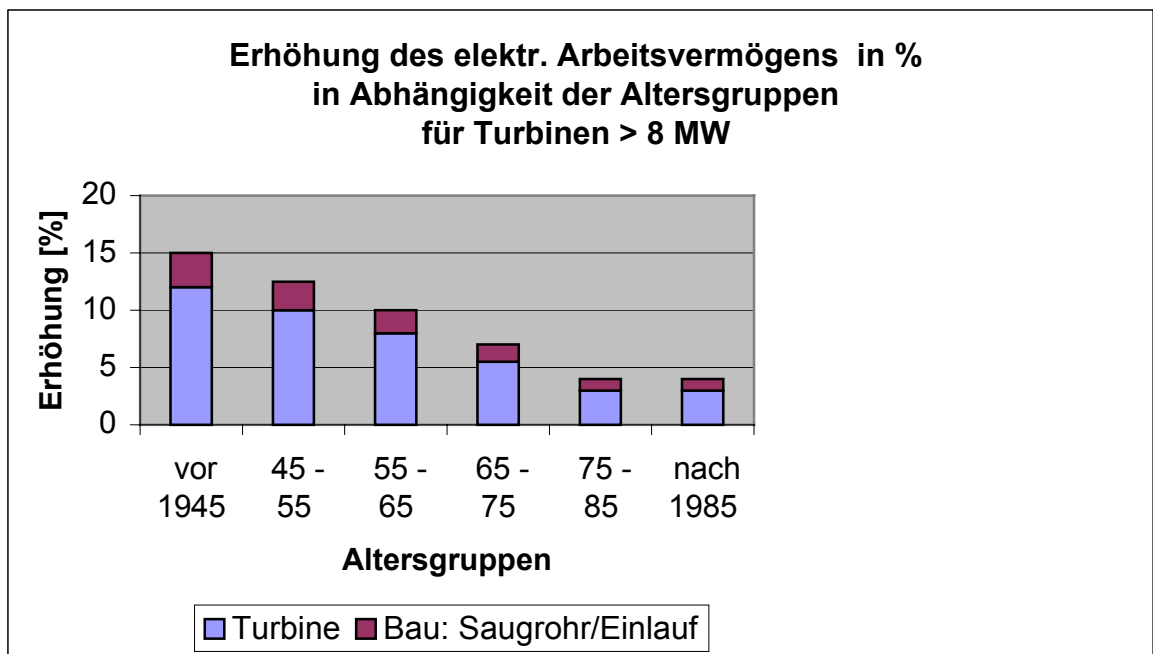


Bild 2: Auszug in Anlehnung an Abb. 3.2-1 der Fichtner-Studie, Juli 2003

Die Zielsetzung eines kräftigen Modernisierungsschubs wird bei der Vorgabe einer Erhöhung um 15% bereits im Ansatz klar verfehlt. Auch das Gutachten von Fichtner schlägt die Gewährung einer Förderung für Anlagen vor, deren Stromerzeugung bezogen auf das Regeljahr um mindestens 5% steigt. Daran sollte sich auch die EEG-Novelle orientieren.

Erforderliche Änderung:

- Die Erhöhung des elektrischen Arbeitsvermögens in § 6 Abs. 2 Nr. 2 ist auf 5% abzusenkten.

Erneuerung bis 2012

Angesichts der langen und kaum planbaren Genehmigungsverfahren ist zu befürchten, dass der Zeitraum bis 2012 für den Prozess der Erneuerung zu kurz ist. Eine Verlängerung bzw. die Anlehnung an einen vom Betreiber beeinflussbaren Termin sollte geprüft werden (siehe Stichtagsvorschlag zur Degression).

Degression

Aufgrund der langjährigen Nutzung der Wasserkraft bestehen nur noch geringe Potentiale die Stromgestehungskosten zu vermindern. Eine jährliche Senkung in Höhe der Inflationsrate stellt bereits eine große Herausforderung dar. Im Gutachten weist Fichtner auf Nachteile einer jährlich erfolgenden Degression hin, die sich aus den langen Planungs- und Bauzeiten ergeben. Die vorgeschlagenen Lösungsansätze eines verzögerten Einsatzes der Degression bzw. eines vorgezogenen Vergütungsanspruches wurde im Gesetzentwurf nicht aufgegriffen.

Erforderliche Änderungen:

- Der Inbetriebnahmetermin in § 6 Abs. 2 Nr. 1 ist zu verlängern bzw. sollte gleichlautend mit der Degressionsregelung in § 6 Abs. 4 festgelegt werden.
- § 6 Abs. 4 ist ersatzlos zu streichen. Mindestens sind bei der Degression die zwischen 3 und im Fall von Grenzkraftwerken bis zu 10 Jahren liegenden Planungs- und Bauzeiten zu berücksichtigen. Die Fichtner Studie schlägt hier z.B. als Stichtag die Bestätigung des Eingangs des wasserrechtlichen Genehmigungsverfahrens vor, d.h. das die Vergütung zu diesem Stichtag bei der später stattfindenden Inbetriebnahme heranzuziehen ist.

Ausgrenzung von Speicherkraftwerken

In der Begründung zum Referentenentwurf fehlt bei Laufwasserkraftwerken eine klare Definition für "geringe Speicher". Eine Speicherung im Rahmen der gewässerökologischen Zulässigkeit (kein Schwallbetrieb) führt zu einer Optimierung des Anlagenbetriebes. Hierfür sind i.d.R. umfangreiche bauliche Maßnahmen erforderlich. Aus wirtschaftlichen Gründen erscheint es geboten, Pumpspeicherkraftwerke aufgrund ihres Einsatzes als Regelenergiekraftwerke nicht in die Vergütung mit einzubeziehen.

Erforderliche Änderung:

§ 6 Abs. 5 ist auf Pumpspeicherkraftwerke zu begrenzen.

Auswirkungen auf die Gesamtförderhöhe des EEG

Fichtner berechnet das genehmigungsfähige Zubaupotenzial oberhalb 5 MW mit ca. 660 MW, wovon ca. 120 MW Neubauprojekte wären. Im kleineren Leistungsbereich dürften sich diese Abschätzungen in Abhängigkeit der ökologischen Bewertung nochmals um 15-20% erhöhen. Hieraus resultiert ein Regelarbeitsvermögen von ca. 3,5 TWh/a.

Aufgrund mehrjähriger Realisierungszeiten sind Einspeisungen erst Ende des Jahrzehnts zu erwarten. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass nur ca. 50% der möglichen Maßnahmen wirklich umgesetzt werden. Das Fichtner-Gutachten kommt zu zusätzlichen Stromerzeugungspotenzialen bis zum Jahr 2012 zwischen 443 und 1.787 GWh, wobei der Mittelwert mit 1.115 GWh angegeben wird. Hieraus abgeleitet, wird das maximale Vergütungsvolumen in 10

Jahren mit 23 bis 92 Mio. € abgeschätzt. Für das mittleren Zubauszenario ergibt sich ein Vergütungsvolumen ab 2012 von jährlich etwa 60 Mio. €.

II. Deponiegas, Klärgas und Grubengas

Stellenwert und grundsätzliche Bewertung

Anlagen zur Nutzung von Deponie-, Klär- und Grubengas leisten einen doppelten Beitrag zum Klimaschutz, da sie neben der nachhaltigen Erzeugung von Strom, und bei Klärgasanlagen in aller Regel zusätzlich auch Wärme, das unkontrollierte Entweichen erheblicher Mengen klimaschädlicher Gase vermeiden. Ihr Beitrag zum Klimaschutz wird oft unterschätzt. Deponiebetreiber sind zwar zur Fassung des Deponiegases verpflichtet. Für eine Verwertung genügt jedoch eine Fackelanlage, wenn wirtschaftliche oder technische Gründe gegen eine energetische Gasnutzung sprechen.

Höhe der Einspeisevergütungen und Technologiebonus

Die Vergütungssätze für Anlagen bis 500 kW reichen an vielen Standorten nicht aus, um eine energetische Gasnutzung zu ermöglichen. Erforderlich sind Vergütungen bis einschließlich 500 kW von mindestens 9,90 Cent/kWh, wie sie auch für Biogasanlagen dieser Größenordnung in § 8 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 gewährt werden.

Wir begrüßen die gezielte Förderung von innovativen Technologien zur Nutzung von Deponie-, Klär- und Grubengas mit einem Technologiebonus. Neben Brennstoffzellen sind hier aber auch Gasturbinen zu berücksichtigen. Derzeit gibt es mehrere Pilotprojekte zum Einsatz von Mikro-Gasturbinen im Leistungsbereich unter 100 kW. Sie bieten insbesondere die Möglichkeit der Nutzung methanarmer Gase, die bisher ungenutzt abgefackelt werden.

Erforderliche Änderungen:

- In § 7 Abs. 1 sind für Deponie-, Klärgas- und Grubengas folgende Vergütungssätze anzuwenden: bis 500 kW 9,90 Cent/kWh, über 500 kW 6,65 Cent/kWh.
- In § 7 Abs. 2 sind im Rahmen der Technologieförderung auch Gasturbinen einzubeziehen.

Degression bei Deponiegasanlagen

Bei Deponiegasanlagen zeichnet sich angesichts des absehbaren Auslaufens der Deponierung in Deutschland eine deutliche Verschlechterung der Einsatzbedingungen ab. Durch die veränderte Müllzusammensetzung geht das Gasaufkommen zurück. Dies führt zu immer kleineren Anlagengrößen sowie häufigem Betrieb in Teillast. Durch den gleichzeitig steigenden Spurenstoffgehalt erhöhen sich die Kosten für die Wartung und den Betrieb der Anlagen. Eine Degression für Deponiegasanlagen ist deshalb nicht sachgerecht, sofern durch das EEG eine energetische Nutzung der klimaschädlichen Deponiegase erreicht werden soll.

Erforderliche Änderung:

- § 7 Abs. 3 findet auf Deponiegasanlagen keine Anwendung.

Vergütungszeitraum

Die Verkürzung der Vergütungszeiträume führt zu einer deutlichen Verschlechterung der Vergütungsbedingungen. Insbesondere für Anlagen bis 500 kW verschärft sich die Situation hiermit weiter. Wie bereits die vorliegenden Studien gezeigt haben, ist hier der Weiterbetrieb der Anlagen gefährdet.

Erforderliche Änderungen:

- Die Verkürzung der Vergütungszeit in § 12 Abs. 3 Satz 2 ist zu streichen.

III. Biomasse

Stellenwert und grundsätzliche Bewertung

Die Biomasse bietet durch die breite Verfügbarkeit sowie die bisher noch geringe Ausnutzung der vorhandenen Potenziale enorme Ausbauchancen. Laut EEG-Erfahrungsbericht trug die Biomasse im Jahr 2001 nur zu 0,3% am deutschen Stromverbrauch bei. Die Möglichkeiten aus der Nutzung naturbelassener Biomasse, wie z.B. Waldrestholz, oder dem gezielten Anbau von Energiepflanzen werden bisher nicht genutzt. In der gemeinsamen mit anderen Mitgliedsverbänden des Bundesverbandes Bioenergie (BBE) erarbeiteten Fichtner-Studie "Markt- und Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse" hat der VDMA im letzten Jahr eine wissenschaftliche Grundlage für die Stromgestehungskosten von Biomasseanlagen zur Nutzung gasförmiger, flüssiger und fester Biomasse vorgelegt. Die Studie zeigt die großen Kostenunterschiede bei der Stromerzeugung je nach Art des eingesetzten Brennstoffes. Daher ist neben einer Leistungsdifferenzierung auch eine Unterscheidung nach den unterschiedlichen Biomasseträgern erforderlich.

Durch die Verkürzung des Förderzeitraums auf 15 Jahre und die Verdopplung der Degression auf 2 % hat sich die Situation für die energetische Nutzung der Biomasse weiter verschlechtert. Der politisch gewollte Ausbau der Biomassenutzung wird auf der Basis des vorliegenden Gesetzesentwurfs zum Stillstand kommen. Die Chance, mit einer verstärkten Nutzung der Biomasse einen wesentlichen Beitrag zur wirtschaftlichen Stabilisierung der ländlichen Räume zu leisten, bleibt so ungenutzt.

Weiterhin bietet die Stromerzeugung aus Biomasse den Vorteil der sicheren zeitlichen Verfügbarkeit. Biomasse kann zur Stromerzeugung in der Grundlast eingesetzt werden. Durch eine vom EEG ausgelöste forcierte Technologieentwicklung werden derzeit einige erfolversprechende Umwandlungstechnologien um die Nutzung von Biomasse erweitert. Erste Anwendungen von Brennstoffzellen und Gasturbinen zeigen zukunftsweisende Ansätze zur Nutzung von Biomasse im kleineren Leistungsbereich. Auch die sich noch im Anfang befindende Entwicklung der Biomassevergasung bietet Potenziale zur Verbesserung der Wirkungsgrade.

Vergütungshöhe und Nutzung naturbelassener Biomasse

VDMA Power Systems begrüßt die Aufnahme von naturbelassener Biomasse in das EEG. Die Zusatzvergütung, die für bestimmte Biomassearten und für Anlagen bis 5 MW (Biogas bis 500 kW) gezahlt wird, reicht jedoch nicht aus, um den politisch gewünschten Ausbau zu erzielen. Die im Erfahrungsbericht angemahnten Vergütungsänderungen für feste Biomasseanlagen wurden im Gesetzesentwurf nicht berücksichtigt. Für Biomasseanlagen über 5 MW zur Verstromung fester Biomasse gilt unverändert die Aussage des EEG-Erfahrungsberichts: "Unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen ist ein wirtschaftlicher Betrieb in der Regel nur für Altholzanlagen möglich." Da die Biomasseverordnung eine Befristung zur Genehmigung für Altholzanlagen zum 21.06.2004 enthält, sind bereits heute keine neuen Projekte mehr zu verzeichnen. Die im Gesetzesentwurf vorgeschlagenen Vergütungssätze in Verbindung mit der derzeitigen Biomasseverordnung werden nicht zum Bau weiterer fester Biomasseanlagen führen. Die Vergütungen sind deshalb an den in der Fichtner-Studie ermittelten Werten auszurichten. Für feste Bioenergieträger sind Bonuszahlungen bis 2 MW von 8 Cent/kWh, bis 5 MW von 6 Cent/kWh, bis 10 MW von 4 Cent/kWh, bis 20 MW von 2 Cent/kWh notwendig, um bisher ungenutzte Waldrestholzpotentiale einer energetischen Verwertung zuzuführen. Die Befristung der Biomasseverordnung verhindert eine längerfristige Perspektive und damit eine kontinuierliche Technologieentwicklung. Sie ist baldmöglichst aufzuheben. Auf Grundlage der bisherigen Erfahrungen und angesichts begrenzter Altholzverfügbarkeit ist kein "ungebremster" Zubau zu erwarten.

Für Biogasanlagen greift die Erhöhung der Vergütungen die im Erfahrungsbericht festgestellte Wirtschaftlichkeitslücke von Anlagen unter 200 kW auf. Die Zusatzvergütung ist jedoch zu gering, um den Einsatz von naturbelassener Biomasse zu ermöglichen. Auf der Grundlage der Fichtner-Studie sowie in Anlehnung an entsprechende Regelungen in Österreich schlagen die im Bundesverband Bioenergie (BBE) zusammengeschlossenen Verbände für Biogas eine Erhöhung des Brennstoffbonus auf 6 Cent/kWh vor.

Erforderliche Änderungen:

- Die zusätzliche Vergütungen in § 8 Abs. 2 sind differenziert nach gasförmigen und festen Bioenergieträgern sowie nach Bioanlagengrößen gemäß den Ergebnissen der Fichtner-Studie sowie in Anlehnung an entsprechende Regelungen in Österreich festzulegen. Für feste Bioenergieträger sind Bonuszahlungen bis 2 MW von 8 Cent/kWh, bis 5 MW von 6 Cent/kWh, bis 10 MW von 4 Cent/kWh, bis 20 MW von 2 Cent/kWh erforderlich. Für Biogas ist ein Bonus von 6 Cent/kWh bis 5 MW erforderlich.
- Die Begrenzung auf Anlagen bis 5 MW in § 8 Abs. 2 ist zu streichen.
- Die Stoffe, für die eine erhöhte Vergütung gewährt wird, sind in der Biomasseverordnung zu definieren.
- Die Befristung für Altholzanlagen in der Biomasseverordnung ist umgehend aufzuheben.

Technologiebonus

Wir begrüßen die gezielte Förderung von innovativen Technologien zur Nutzung der Biomasse mit einem Technologiebonus, auch wenn der Bonus zur Markteinführung beispielsweise der Brennstoffzelle bei weitem nicht ausreicht (siehe „A Generelles“). Die Begrenzung auf Anlagen bis 5 MW ist jedoch nicht sachgerecht. Der Bonus sollte deshalb für alle Anlagengrößen bis 20 MW gelten.

Erforderliche Änderungen:

- In § 8 Abs. 3 ist die Begrenzung auf Anlagen „nach Absatz 1 Nr. 1 bis 3“ zu streichen.

KWK-Bonus

In vielen Fällen scheitert die ökologisch sinnvolle Wärmenutzung an den Kosten für den Bau und den Betrieb der erforderlichen Wärmenetze. Hier könnte ein additiver KWK-Bonus einen Anreiz bieten. Hierfür ist jedoch eine Erhöhung erforderlich. Der Bundesrat schlägt in seiner Stellungnahme vom 13.02.2004 einen Bonus in Höhe von 2,5 Cent/kWh vor. Sollte eine Brennstoffdifferenzierung in § 8 Abs. 2 politisch als nicht zielführend angesehen werden, könnte für die feste Biomasse ein Ausgleich durch die weitere Erhöhung des KWK-Bonus geschaffen werden.

Erforderliche Änderungen:

- In § 8 Abs. 3 ist die Begrenzung auf Anlagen „nach Absatz 1 Nr. 1 bis 3“ zu streichen. Der KWK-Bonus von 2,5 Cent/kWh wird additiv zum Innovationsbonus gezahlt und ist bei Verzicht auf eine Brennstoffdifferenzierung ggf. weiter zu erhöhen.

Vergütungszeitraum und Degression

Die Verkürzung der Vergütungszeiträume und die Erhöhung der Degression führt zu einer zusätzlichen deutlichen Verschlechterung der Einsatzbedingungen. Insbesondere neue gesetzliche Anforderungen haben in den letzten Jahren zu einem Anstieg der Investitionskosten geführt.

Erforderliche Änderungen:

- Die Degressionsforderung in § 8 Abs. 4 ist auf 1% zu senken.
- Die Verkürzung der Vergütungszeit von 20 auf 15 Jahre in § 12 Abs. 3 Satz 2 ist zu streichen.

IV. Windenergie

Stellenwert und grundsätzliche Bewertung

Der Ausbau der Windenergie ist unverzichtbar, wenn das Ziel der Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bis 2010 erreicht werden soll. Der Aufstieg der deutschen Windbranche zum Windenergiweltmeister binnen eines Jahrzehnts ist eine industriepolitische und technologiepolitische Leistung, die auch auf den stabilen politischen Rahmenbedingungen des Stromeinspeisungsgesetzes und des EEG beruht. Die deutsche Windindustrie hat bis Ende 2003 ca. 14.600 MW Windleistung installiert. Laut VDEW wurden im letzten Jahr 18,5 TWh Strom aus Windenergie erzeugt. Das entspricht einem Anteil von knapp 4 % an der Nettostromerzeugung. Bereits auf der Basis der Anlagenleistung zum 31.12.2003 kann die Windenergie in einem durchschnittlichen Windjahr rund 6% des Stromverbrauchs decken.

Die deutsche Windindustrie erschließt mit zukunftsweisender Spitzentechnologie neue Absatzmärkte („first-mover-advantage“) im Ausland. Der Exportanteil der Windindustrie wird in den nächsten Jahren von derzeit 25% auf ca. 60% bis 70% ansteigen. Die Offshore-Windenergie wird ab 2006 die Maritime Wirtschaft ankurbeln. Repowering (Ersatz alter Anlagen) wird in den nächsten zehn Jahren allmählich viele kleinere ineffiziente Altanlagen durch deutlich weniger, aber größere effiziente Neuanlagen ersetzen.

Strom aus Windenergie wird immer preisgünstiger. Die im EEG vorgeschriebene Degression der Vergütung plus Inflation erfordert bereits heute vom Anlagenbau kontinuierliche Verbesserungen zur Verringerung der spezifischen Kosten in Höhe von jährlich über 3%. Die spezifischen Investitionskosten der Windenergieanlagen wurden seit 1990 um ca. 60% reduziert. Die Schere zwischen EEG-Vergütung und Marktpreis geht nicht auseinander, sondern schließt sich. Kostendegression bei der Windenergie und Progression bei fossilen Energieträgern werden in 10 bis 15 Jahren zu einer Angleichung der Strompreise führen.

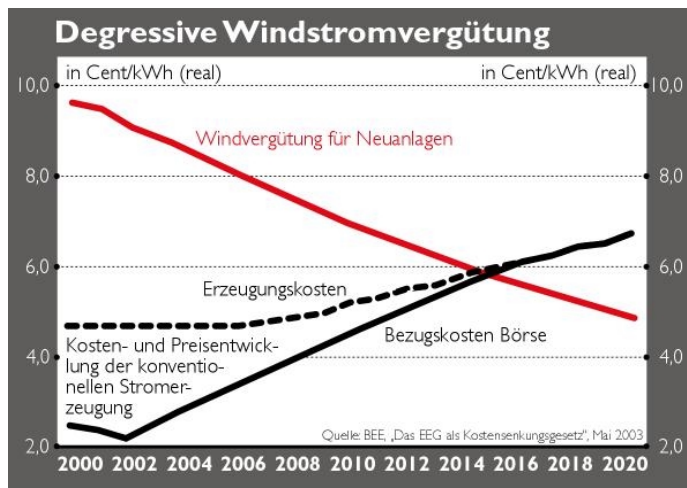


Bild 3: Differenzkostenbetrachtung für die Windenergie

Der Boom der Windenergie der letzten Jahre wird sich in diesem und in den folgenden Jahren in Deutschland deutlich abschwächen. Der Ausbau der Windenergie durch Repowering, Offshore und Export kann die Windenergie im Onshore-Bereich nicht ohne Übergang ersetzen. Die EEG-Novelle muss bei der Windenergie die wichtigen Perspektiven für Repowering und Offshore öffnen und den weiteren Ausbau im Binnenland für den Übergang sichern. Die deutsche Windbranche braucht das Binnenland in den kommenden Jahren als Absatzmarkt und Innovationsfeld. Ohne Zubau an guten Onshore-Standorten droht ein technologischer Fadenriss. Nur auf dem Weg vom Binnenland über Repowering zur Offshore Windenergie kann die deutsche Windindustrie ihre Spitzenstellung am Weltmarkt festigen und ausbauen.

65%-Regelung (§ 10 Abs. 4)

Durch die 65%-Regelung soll die Bebauung windarmer Standorte verhindert werden. Dieser Wunsch ist im Hinblick auf die Effizienzdiskussion verständlich. Gleichwohl ist festzustellen, dass die Bebauung ineffizienter Standorte bereits aufgrund fehlender Finanzierung auch ohne Grenzziehung an windschwachen Standorten nicht erfolgen würde. Wie von VDMA Power Systems angeregt, wird im Regierungsentwurf anders als noch im Referentenentwurf eine feste Grenze gezogen. Wenn schon eine Begrenzung orientiert am Referenzertrag erfolgen soll, so ist eine ex-ante-Prognose grundsätzlich zu begrüßen. Das 65%-Kriterium des Gesetzesentwurfes vermeidet die Unschärfe der Regelung des Referentenentwurfs, stellt aber immer noch eine sehr große Markteinschränkung dar. Nach Aussage der vom VDMA vertretenen Windenergieanlagenhersteller würden durch die 65%-Grenze ca. 15 bis 25 % der installierbaren Anlagenleistung wegfallen. In Süddeutschland wären nach Schätzungen rund 50 bis 60% der aktuell geplanten Projekte nicht mehr realisierbar. Mittelfristig dürfte dieser Anteil noch wachsen. Die Kürzung der Vergütung und die Verschärfung der Degression sind dabei noch nicht berücksichtigt.

Der Ausbau der Windenergie im Binnenland ist energiewirtschaftlich sinnvoll und industriepolitisch erforderlich. Eine breite Streuung der Windenergieanlagen verbessert die Versorgungssicherheit und verteilt die Netzauslastung gleichmäßiger als eine Konzentration an der Küste. Schon der Unterschied von 5% bei der Grenzziehung (60% statt 65%-Grenze) macht am Markt mindestens 10% der Projekte aus. Die Grenze ist deshalb, wenn unvermeidbar, in Anlehnung an den Vorschlag von VDMA Power Systems vom 3.11.2003 auf 60% anzusetzen.

Erforderliche Änderungen:

- Die 65%-Regelung in § 10 Abs. 1 Satz 4 ist ersatzlos zu streichen. Sollte die Streichung nicht durchsetzbar sein, ist die Grenze auf maximal 60% herabzusetzen.

Windertragsgutachten (Ziffer 6 der Anlage zu § 10 Abs. 1-4)

Das im Entwurf vorgesehene Verfahren der Gutachterbestellung ist unnötig kompliziert. Details zur Ermittlung des 60%- respektive 65%-Betrages müssen hingegen konkretisiert werden. Unklarheiten bei den Kriterien zur Erstellung von Windertragsgutachten bedrohen den Markt. Sie könnten den Ausbau der Windenergie über Jahre stoppen ähnlich wie bei der Bioenergie in Folge der fehlenden Biomasseverordnung. Durchführungsbestimmungen sind dringend erforderlich, um Planungssicherheit herzustellen und langwierige Gerichtsverfahren zu vermeiden. Konkrete Vorschriften zur Ermittlung der Windertragsprognose sind notwendig. VDMA Power Systems ist bereit, sich an deren Ausarbeitung zu beteiligen.

Erforderliche Änderungen:

- Das BMU ist zu ermächtigen, eine Durchführungsverordnung zur Ermittlung der Windertragsprognose zu erlassen.
- Das Umweltbundesamt veröffentlicht bis zum 31.12.2004 auf Vorschlag der FGW eine Gutachterliste. Die Liste enthält nur Gutachter, die sich verpflichten und dazu in der Lage sind, Gutachten gemäß guter fachlicher Praxis zu erstellen. Sie wird jährlich aktualisiert.
- Die Pflicht zur Beauftragung der Gutachten obliegt allein dem Projektentwickler.

- Ziffer 6 der Anlage zu § 10 Abs. 1 und 4 muss klarstellen, dass bei dem Gutachten 100% des zu erwartenden Windertrages zu Grunde gelegt werden. Die Kriterien zur Messung des Windertrags wie barrierefreies Anlaufen, Nichtberücksichtigung von Windparkeffekten und Ausschluss von Sicherheitsabschlägen müssen in der Anlage genannt werden.
- Wie bei der Ermittlung des Referenzertrages der Anlagen muss auch bei der Ermittlung des 60%- respektive 65%-Betrages von einer hundertprozentigen Verfügbarkeit der Anlagen (8.760 Stunden im Jahr) ausgegangen werden.

Übergangsfrist (§ 21 Abs. 2)

§ 10 Absatz 4 kann frühestens in Kraft treten, wenn die Durchführung der Windertragsprognose eindeutig geregelt ist. Dies ist erfahrungsgemäß ein Jahr nach Inkrafttreten der EEG Novelle der Fall. Um bereits getätigte Projektentwicklungsinvestitionen nicht zu gefährden – typischer Projektentwicklungszeitraum sind drei Jahre – sollte in der Übergangsvorschrift des § 21 Abs. 2 des Gesetzentwurfs statt einer Frist von nur einem halben Jahr eine Frist von mindestens einem Jahr eingeräumt werden.

Erforderliche Änderungen:

- Die Übergangsvorschrift § 21 Abs. 2 EEG ist auf mindestens ein Jahr festzulegen. Bei einem Inkrafttreten der EEG-Novelle zum 1.7.2004 gilt die Übergangsfrist bis zum 1.7.2005.

Degression der Einspeisevergütung (§ 10 Abs. 5)

Die Degression der Einspeisevergütung bei Neuanlagen ist ein wichtiges Instrument für eine forcierte Technologieentwicklung. Die Degressionshöhe muss sich dabei an den Möglichkeiten der unterschiedlichen Technologien orientieren. So ist eine Degression von jährlich 1,5% der Vergütungshöhe (inklusive Inflationsrate mindestens 3% real) bei Wind noch darstellbar. Auf den Anlagenbau entfallen ca. 2/3 der Kosten eines Windparks. Finanzierung, Betrieb, und Wartung verursachen ca. 1/3 der Kosten. Dieser Anteil kann zur erforderlichen Kostensenkung nicht beitragen. Ein Innovationsdruck von 3% pro Jahr führt also zu notwendigen Kostensenkungen von ca. 4,5% jährlich durch den Anlagenbau. Eine weitere Verschärfung ist durch den Anlagenbau kaum zu realisieren.

Die zweiprozentige Degression im Regierungsentwurf zur EEG Novelle bezieht sich auf den gesamten Vergütungssatz und ist hoch ambitioniert. Unter Berücksichtigung der Inflationsrate entspricht dies real etwa 3,5 %. Die Degression würde dem Anlagenbau unter Berücksichtigung des 2/3 Anteils an der Wertschöpfung jährliche Kostensenkungen von über 5% abfordern. Zusammen mit der Einführung der 65% Grenze sind Innovationssprünge zur jährlichen Kostenreduzierung von 5% vom Anlagenbau nicht darstellbar.

Erforderliche Änderungen:

- Die Degression § 10 Abs. 5 ist auf 1,5% zu begrenzen, sofern eine Streichung oder Absenkung der 65%-Regelung nicht erreichbar ist.

Einsetzen der Degression der Einspeisevergütung (§ 10 Abs. 5)

VDMA Power Systems schlägt vor, den Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Degressionsstufen auf jeweils Mitte des Jahres zu verlegen (d.h. 1. Juli). Durch gesteigerte Finanzierungsbereitschaft am Jahresende ist der Windenergieanlagenbau ohnehin sehr stark saisonal. Windenergieanlagen werden überwiegend über Fonds finanziert, deren Hauptgeschäft im letzten Quartal eines Jahres liegt. Dies führt zu einer unnatürlichen Geschäftskonzentration im vierten Quartal. Die Saisonalität wird durch das Einsetzen der Degression der EEG-Vergütung jeweils zum Jahresende noch verstärkt. Die Hersteller mussten in den vergangenen Jahren jeweils 50-60% der Anlagen unter erschwerten klimatischen Bedingungen im vierten Quartal aufstel-

len. Kapazitäten und Infrastruktur müssen ohne Not auf diese Spitzenbelastung ausgelegt werden. Die Änderung würde die Anlageninstallation entzerren. Eine erhebliche Glättung des Geschäfts und eine gleichmäßigere Kapazitätsauslastung könnte erreicht werden, wenn die Degression jeweils zur Jahresmitte erfolgen würde.

Erforderliche Änderungen:

- Die Degression § 10 Abs. 5 setzt zum 1. Juli jeden Jahres ein, also erstmals zum 1.7.2005 für Onshore-Anlagen und zum 1.7.2008 für Offshore-Anlagen.

Offshore-Windenergie (§ 10 Abs. 3)

Die geänderten Vergütungshöhen und die längeren Vergütungszeiten für die Offshore-Windenergie sind ein wichtiges und richtiges Signal für den neuen Markt Offshore-Windenergie. VDMA Power Systems begrüßt die Verschiebung des Inkrafttretens der Degression auf 2008. Auch die Differenzierung der Offshore-Vergütung ist sinnvoll. Die Offshore-Kriterien Wassertiefe und Landabstand werden aber nicht ausreichend definiert. Sie reichen als Parameter nicht aus. Entfernung zum Netzanschluss, Kabelführung und Bodenqualität wären ebenfalls zu berücksichtigen, Überregulierungen sollten in der anstehenden Novelle aber vermieden werden. Differenzierungen der Offshore-Vergütungen sollten erst nach Inbetriebnahme erster Offshore-Parks in Deutschland und somit bei der nächsten Novelle berücksichtigt werden.

Erforderliche Änderungen:

- Die Offshore-Kriterien § 10 Abs. 3 Satz 3 sind zu überprüfen.

Umweltkriterien für Offshore-Windenergie (§ 10 Abs. 7)

Mit bürokratischen Regeln droht sich Deutschland selbst den Anschluss an den Weltmarkt für Offshore-Windenergie zu verbauen. Die Umweltkriterien sind viel zu scharf und mit Zielen des Bürokratieabbaus unvereinbar. Der generelle Ausschluss von Natura 2000 Gebieten ist kontraproduktiv. Umweltkriterien sollten weiterhin im Rahmen des Genehmigungsverfahrens berücksichtigt werden und nicht Bestandteil des EEG werden. Ferner bestehen hier auch verfassungsrechtliche Bedenken, die den Bestand der Vergütungsregelung gefährden.

Erforderliche Änderungen:

- § 10 Abs. 7 zu Umweltkriterien der Offshore Windenergie ist zu streichen.

Basislinie (§ 10 Abs. 3 EEG)

Die Orientierung an der Basislinie gefährdet die einzigen realistischen deutschen Offshore-Projekte mit Nearshore-Charakter. Die Basislinie beinhaltet erhebliche „Abschneidungen und Begradigungen“. Standorte vor Flussmündungen und in Buchten fallen deshalb nach der derzeitigen Regelung nicht unter die Offshore-Vergütung, obwohl sie sehr viel weiter von der Küste entfernt sind, als Offshore Projekte in anderen Ländern. Nur unter der Voraussetzung, dass die deutsche Windindustrie Erfahrungen im Nearshore-Bereich sammeln kann, ist das energie- und industriepolitische Ziel der Bundesregierung (500 MW Offshore-Kapazitäten bis 2006, 3.000 MW bis 2010) erreichbar. Die technologischen Entwicklungen deutscher Hersteller und die Planungen der Projekte wären „stranded investment“, wenn deutsche Nearshore-Projekte von einer Offshore-Vergütung ausgeschlossen blieben. Ohne Nearshore-Parks wird sich die Entwicklung der deutschen Offshore Windenergie weiter verschleppen. Andere Offshore-Windparks würden dann nicht mit deutscher, sondern mit ausländischer Wertschöpfung realisiert werden.

Erforderliche Änderungen:

- Die Linie in § 10 Abs. 3 EEG zur Bestimmung von Offshore-Windenergieparks ist an den tatsächlichen Küstenabstand anzupassen und als Anlage zum Gesetz festzuschreiben.

Repowering (§ 10 Abs. 2 EEG)

Die Verlängerung der Dauer der erhöhten Anfangsvergütung für Repowering-Anlagen kann den Erneuerungsprozess von Windenergieanlagen beschleunigen. Dies reicht aber keineswegs aus, um die Begrenzung des Zubaus im Binnenland zu kompensieren. Die Erneuerung alter Anlagen steigert den Energieertrag und verbessert den Landschaftsschutz (Flächenrecycling mit optisch ruhigeren Großanlagen). VDMA Power Systems kann die Intention der Regelung nachvollziehen. Bei einer starren Grenze (31.12.1995) und unter der Bedingung einer Verdreifachung der Anlagenleistung wird sie aber kaum eine Wirkung entfalten. Eine größere Anzahl von Anlagen wird voraussichtlich erst Ende des Jahrzehnts erneuert. Wegen begrenzter Netzkapazitäten, aufgrund von Abstandsgeboten, Höhenbegrenzungen und anderen administrativen Hemmnissen im Genehmigungsverfahren, wird es nur an sehr wenigen Standorten möglich sein, eine Verdreifachung der Anlagenleistung zu erreichen. Damit die Regelung Wirkung entfalten kann, ist eine dynamische Grenze, die sich nach Jahren bemisst und eine Verdoppelung der Anlagenleistung als Bedingung angemessen.