

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

Ausschussdrucksache 15(15)233*

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 auf den Fragenkatalog

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

Beiträge von	Seite
des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft – VDEW – e.V. (des VGB PowerTech e. V. und des Verbandes der Netzbetreiber – VDN – e.V.)	2
Positionspapier des VDEW	58

Antworten

des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft – VDEW – e.V.,

**(des VGB PowerTech e. V. und
des Verbandes der Netzbetreiber – VDN – e.V.)**

Fragen der Fraktion der SPD

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

Antwort:

Die Begrenzung der Mindestvergütung auf Anlagen mit einem Jahresnutzungsgrad von mindestens 65 % der Referenzanlage wird den Zubau von Windenergieanlagen an besonders windschwachen Standorten stoppen. Dies ist im Sinne der Fördereffizienz ausdrücklich zu begrüßen. Nach einer VDEW-Untersuchung erreichen ca. 20 % der Anlagen einen Referenzertrag von weniger als 0,65. Diese windschwachen Standorte würden zukünftig nicht mehr bebaut werden.

Allerdings soll – wohl unbeabsichtigt – eine 100 %-Begutachtungspflicht für Windenergiestandorte etabliert werden. Nach dem derzeitigen Wortlaut des Gesetzentwurfs ist auch bei übereinstimmender Feststellung des Netzbetreibers und des Anlagenbetreibers dahingehend, dass die 65 % des Referenzertrages jedenfalls erzielt werden können, ein Gutachten nach Maßgabe der Bestimmungen der Anlage zum EEG vorzulegen. Dies muss auch vor Inbetriebnahme der Anlage erfolgen. Andernfalls ist die Vergütungspflicht nicht gegeben und damit kein Anspruch, den entsprechend aufgenommenen Strom in den Belastungsausgleich einzubeziehen. Nach der derzeitigen Fassung des Gesetzentwurfs dürfte eine Vielzahl überflüssiger Referenzertragsgutachten einzuholen sein.

Es ist ferner nicht nachvollziehbar, warum die betreffenden Gutachten zu 50% von dem jeweiligen Netzbetreiber zu bezahlen sind. Es ist regelmäßig Sache des Anspruchstellers, das Vorliegen des Anspruches nachzuweisen (§ 448 BGB).

Darüber hinaus ist darauf hinzuweisen, dass es sich bei diesen Gutachterkosten um Kosten des EEG handelt, die nach der derzeitigen Konzeption des Gesetzes nicht als solche ausgewiesen werden und daher die allgemeinen Netznutzungsentgelte belasten.

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

Antwort:

Mittelfristig kann eine deutliche Verbesserung der durchschnittlichen Jahresvolllaststunden pro Neuanlage erwartet werden, da die Stromerzeugung aus Anlagen an besonders windschwachen Standorten künftig nicht mehr vergütungspflichtig wäre. Nach einer VDEW-Schätzung könnte dadurch die durchschnittliche Jahresvolllaststundenzahl pro Neuanlage um ca. 25 % erhöht werden.

Dies könnte zur Folge haben, dass eine Tendenz zu steigenden Turmhöhen bei Neuanlagen eintritt, um auch an weniger geeigneten Standorten den vorgegebenen Mindestnutzungsgrad zu erreichen.

3. Welcher Zusammenhang besteht zwischen Jahresvolllaststunden und Regelenergieaufwand?

Antwort:

Es besteht kein direkter Zusammenhang zwischen Jahresvolllaststunden und Regelenergieaufwand. Die Höhe des Regelenergieaufwandes hängt ausschließlich von der Planbarkeit und der Beeinflussbarkeit der Einspeisung ab, da die Regelenergie dem Ausgleich der Abweichung zwischen prognostizierter und tatsächlich erfolgter Einspeisung aus der Windstromerzeugung dient.

Statistisch weisen Einspeiser mit einer hohen Anzahl von Jahresvolllaststunden eine gleichmäßigere Erzeugung auf und verursachen dadurch einen reduzierten Regelenergieaufwand.

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

Antwort:

Ziel der Differenzierungen der Fördersätze von Offshore-Windenergieanlagen soll eine kostendeckende Vergütung und die Vermeidung von Mitnahmeeffekten bzw. Überförderungen sein. Da bislang jedoch kaum vergleichbare Erfahrungen im Bereich der Offshore-Windenergienutzung vorliegen, können auch keine fundierten Kostenaussagen getroffen werden. Damit ist es auch nicht verlässlich möglich, einen treffenden Vergütungssatz für Offshore-Windenergieanlagen anzugeben. VDEW hat sich aus diesem Grund für ein Ausschreibungsverfahren für den Bereich Offshore-Windenergie ausgesprochen.

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

Antwort:

Der Aufbau und Ausbau der Offshore-Windkraft erfordert einen umfassenden Netzausbau zwischen den Offshore-Anlagen und den Netzanknüpfungsstellen und entsprechende Leitungen zum Abtransport des eingespeisten Stroms zu den Verbrauchern in den südlichen Teilen der Bundesrepublik. Die bestehenden Anforderungen bei den Genehmigungsverfahren behindern und verzögern den bereits jetzt erforderlichen Netzausbau. Für den Ausbau der Offshore-Windkraft ist es daher zwingend erforderlich, Leitungsbauprojekte planungs- und genehmigungsrechtlich zu vereinfachen, um durch einen rechtzeitigen Netzausbau die sichere Einspeisung der Windkraftanlagen zu ermöglichen.

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

Antwort:

Nach § 4 Abs. 2 Satz 3 des Gesetzentwurfs ist der aufnahmepflichtige Netzbetreiber „auf Verlangen des Einspeisewilligen“ zum Ausbau des Netzes bereits bei Vorlage eines „Vorbescheides“ verpflichtet. Der Netzbetreiber trägt damit das erhebliche Risiko von ü-

berflüssigen Planungs-, Vorbereitungs- und ggf. Umsetzungsmaßnahmen zur Verstärkung des Netzes für den Fall, dass er der Netzausbauverpflichtung nachkommt, der Anlagenbetreiber die Anlage aber schließlich nicht errichtet. Anschlusspflichtige Netzbetreiber für Off-shore-Windanlagen dürften in der Regel die Übertragungsnetzbetreiber sein.

Die Kosten von „konkret erforderlichen Investitionen“ dürfen zwar nach § 13 Abs. 2 des Regierungsentwurfs in die Netznutzungsentgelte eingerechnet werden. Damit werden die Netzbetreiber jedoch ggf. mit nutzlosen Aufwendungen belastet, weil ein Nachweis z. B. der zivilrechtlichen Umsetzbarkeit des betreffenden EEG-Anlagenvorhabens nicht vorgesehen ist.

Gemäß § 3 Abs. 1 EEG (derzeitiger Fassung) sind Übertragungsnetzbetreiber außerdem erst dann verpflichtet, die notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen und -investitionen durchzuführen, wenn die tatsächliche Errichtung der betreffenden Offshore-Windparks feststeht, wenn folglich diese Projekte definitiv realisiert werden. Netzbetreiber können nicht verpflichtet werden, Netzausbaumaßnahmen, für die sie gemäß § 10 Abs. 2 EEG die entstehenden Kosten zu tragen haben, zu einem Zeitpunkt durchzuführen, an dem noch nicht sichergestellt ist, ob das betreffende Anlagenprojekt überhaupt realisiert werden kann oder soll. Die Durchführung der notwendigen *Anschlussmaßnahmen* obliegt außerdem gemäß § 10 Abs. 1 EEG den Anlagenbetreibern. Wird der Netzbetreiber vom Anlagenbetreiber gemäß § 10 Abs. 1 Satz 3 EEG für die Errichtung der Netzanschlussleitung bestimmt, hat der betreffende Anlagenbetreiber unabhängig davon, ob das Anlagenprojekt auch realisiert wird, gemäß § 10 Abs. 1 Satz 3 EEG hierbei die entstehenden Kosten zu tragen.

Die Knüpfung der Netzausbauverpflichtung an die Vorlage eines Vorbescheides für die EEG-Anlage ist folglich ungeeignet und führt im Zweifel beim Netzbetreiber zu unnötigen Investitionen in die Netzinfrastruktur.

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

Antwort:

Erfahrungsgemäß herrscht Ende des Jahres jeweils ein großer Andrang bei den Netzbetreibern, um die neu errichteten Anlagen noch vor Ablauf des Jahres an das Netz anzuschließen und damit in Betrieb nehmen zu können. Eine Verschiebung dieses Termins auf den 1. Juli würde den Andrang lediglich um ein halbes Jahr verzögern, zugleich jedoch die Abwicklung des EEG weiter verkomplizieren. Daher sollte an den bisherigen Fristen festgehalten werden.

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

Antwort:

Die in § 3 Abs. 1 Satz 2 des Gesetzentwurfs enthaltene Regelung, dass einem Gasnetz entnommenes Gas als Biogas gilt, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der Menge von an anderer Stelle im Geltungsbereich des Gesetzes in das Gasnetz eingespeistem Biogas entspricht, wird nach Einschätzung des VDEW keinerlei

nennenswerte Auswirkungen entfalten. Die Zusammensetzung von Biogas entspricht normalerweise nicht der Zusammensetzung von Erdgas. Darüber hinaus ist die kalorische Wertigkeit der beiden Gase meist sehr unterschiedlich. Allein aus diesen Gründen darf es i. d. R. gar nicht zu einer Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze kommen. Zudem ist die Abstimmung auf das „Wärmeäquivalent“ des Gases nicht geeignet, einen Missbrauch zu vermeiden. Hierdurch wird nicht sichergestellt, dass die Entnahme zeitgleich und im gleichen Umfang mit an einer anderen Stelle in das Gasnetz eingespeistem Biogas erfolgt. Der Verwaltungsaufwand für die Gas- und die Stromnetzbetreiber zur Sicherstellung einer missbrauchsfreien Handhabung wäre darüber hinaus beträchtlich. Mangels Praktikabilität dieser Regelung sollte sie folglich gestrichen werden.

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

Antwort:

Die Verkürzung des Förderzeitraumes von 20 auf 15 Jahre für Biomasse-Anlagen bedeutet eine Reduzierung der durchschnittlichen Fördersätze. Grundsätzlich ist es unerheblich, ob über einen Zeitraum von 15 Jahren mit einem höheren Satz oder aber über einen Zeitraum von 20 Jahren mit einem niedrigeren Satz gefördert wird. Die nun vorgesehene Verkürzung des Förderzeitraumes erfolgt zugunsten einer Anhebung der Vergütung für Kleinanlagen.

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

Antwort:

Die höheren Vergütungssätze nach § 8, Absätze 2 und 3 des Gesetzentwurfs sind aus systematischen Gründen verfehlt. Das EEG soll eine gezielte Anschubfinanzierung für die Markteinführung erneuerbarer Energien darstellen. Welche Technik hierbei zum Einsatz kommt, sollte aus Effizienzgründen dem Markt überlassen bleiben. Teure Anreiz-Systeme für bestimmte Techniken und Eingangsbrennstoffe verkomplizieren das System und verringern die Fördereffizienz. Ausschlaggebendes Kriterium für die Nutzung und Förderung der erneuerbaren Energien muss die höchstmögliche Effizienz der eingesetzten Energiewandler sowie eine hohe Verfügbarkeit der Anlagen sein. Die Förderung darf sich daher nicht an der Bedürftigkeit orientieren. Die Höhe der Vergütung hat folglich nicht nach Leistungsklassen zu differenzieren.

In diesem Zusammenhang verweisen wir auch auf die Antwort zur Frage 14. Im Sinne der Fördereffizienz ist es wesentlich, dass die unter § 8 Absatz 2 des Gesetzentwurfs definierten Biomassen in allen Biomasseanlagen eingesetzt werden können, um verfehlte Investitionen in entsprechende Monofraktionskraftwerke zu vermeiden. § 8 Absatz 3 des Gesetzentwurfs sollte deshalb ersatzlos entfallen. Nur in einem Ansatz der gemeinsamen und regionalen Nutzung von Biomassen können unsinnige Spezialkraftwerke vermieden werden.

Die im Gesetzentwurf vorgesehene Regelung mit Monofraktionskraftwerken wird ohne eine Öffnung für alle Biomasseanlagen alleine durch diese Restriktion schätzungsweise bis zu 100 Mio. € jährlich an weiteren durch das EEG-bedingten Kosten hervorrufen.

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

Antwort:

Nur langfristig wirtschaftlich nutzbare Potenziale sollten aktiviert werden. Als Mindestforderung sind Biomassen aus Effizienzgründen immer in allen Bioenergieanlagen einzusetzen (vgl. Antwort zu Frage 10).

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

Antwort:

Es sollte auf jeglichen Vergütungszuschlag verzichtet werden. Im Sinne des Klimaschutzes ist ausschließlich relevant, wie viele Kilowattstunden Strom die jeweilige Anlage zu erzeugen in der Lage ist. Daher sind bestimmte feste Vergütungssätze für die eingespeisten Kilowattstunden im Sinne der Fördereffizienz vollkommen ausreichend (siehe auch Antwort zu Frage 10).

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

Antwort:

Der Transport von Biomasse gemäß § 8 Absatz 2 des Gesetzentwurfs ist aufgrund des niedrigen Energiegehalts nur sehr bedingt und über kurze Entfernungen ökologisch sinnvoll. Da in der dortigen Definition ausschließlich spezielle Biomassen aus Land- und Forstwirtschaft genannt sind und diese typischerweise hohe Wassergehalte aufweisen, beschränkt sich der Einzugsbereich i.d.R. auf etwa 50 km. Ein Anreiz zum Import von Biomasse und zum daraus folgenden, über das EEG geförderten „Biomasse-Tourismus“ ist nicht sinnvoll. Diese Gefahr des Biomasse-Tourismus wird jedoch durch die künstliche Schaffung eines deutlichen Marktpreisgefälles zwischen dem Biomasse-Markt im Ausland und in Deutschland vergrößert. Bereits bei der festen Biomasse hat sich gezeigt, dass die Marktpreise für Biomasse in Deutschland aufgrund der EEG-Vergütungen deutlich gestiegen sind, wodurch Transporte von Biomasse über längere Entfernungen plötzlich wirtschaftlich wurden.

Es folglich verstärkte Import von Biomasse muss wegen der dadurch bedingten Transporteeffekte wiederum ökologisch bewertet werden.

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

Antwort:

Ein wichtiger Ansatzpunkt für eine Begrenzung des Transportaufkommens und der Transportemissionen ist ein Verzicht auf den in § 8 Abs. 2 des Gesetzentwurfs festgeschriebenen Monofraktionsansatz. Dadurch, dass in § 8 Abs. 2 Nr. 2 des Gesetzentwurfs das Ausschließlichkeitsprinzip für die jeweiligen eingesetzten Eingangsbrennstoffe als Bedingung für den Vergütungszuschlag genannt wird, ist eine kosteneffiziente und

unnötige Transporte vermeidende Mischfeuerung nicht möglich. Volkswirtschaftlich und ökologisch sinnvoller wäre eine Vorschrift, wonach die verschiedenen Biomassefraktionen in der gleichen Anlage zum Einsatz kommen können, der Vergütungszuschlag jedoch nur für den Anteil der erzeugten Strommenge gewährt wird, der dem energetischen Anteil der Pflanzen, Pflanzenbestandteile bzw. Gülle im Vergleich zur insgesamt eingesetzten Biomasse in der jeweiligen Anlage entspricht. Diesen Nachweis müsste der Anlagenbetreiber per Wirtschaftsprüferattest erbringen. Entsprechende Rücksprachen mit Anlagenbetreiber haben die Praktikabilität dieser Verfahrensweise bestätigt.

Der Einsatz von Biomasse zur lokalen Wärmeenergieerzeugung wäre zudem eine sinnvolle Maßnahme, um die lokal (stellenweise eher in geringem Umfang vorhandenen) Biomasse-Potenziale zu nutzen.

Soll dagegen an dem im Gesetzentwurf enthaltenen Ansatz festgehalten werden, müssen die Vergütungssätze abgesenkt werden, damit der Anreiz für längere Transporte nicht mehr gegeben wird.

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

Antwort:

Hierzu kann VDEW keine Antwort abgeben.

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

Antwort:

Hierzu kann VDEW keine Antwort abgeben.

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

Antwort:

Der Gesetzestext schließt keineswegs aus, dass die Verordnung nach § 8 Abs. 6 des Gesetzentwurfs auch Futter- und Lebensmittelpflanzen als Biomasse einschließt. Diese dürften durchaus von § 2 Abs. 2 BiomasseV in der derzeit geltenden Fassung mit erfasst sein. Sie sind nicht nach § 3 BiomasseV ausgeschlossen.

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

Antwort:

Ausschlaggebendes Kriterium für die Nutzung und Förderung der erneuerbaren Energien muss die höchstmögliche Effizienz der eingesetzten Energiewandler sowie eine

hohe Verfügbarkeit der Anlagen sein. Die Förderung darf sich daher nicht an der Bedürftigkeit orientieren. Die Höhe der Vergütung ist folglich nicht nach Leistungsklassen zu differenzieren.

Die Förderung einzelner Anlagenarten unterliegt der politischen Entscheidung. Die Vielfachung der Vergütungssätze führt jedoch zu Intransparenz und bei kleineren Betreibern zu Unverständnis über die Konsequenzen von Einzelmerkmalen. Sie eröffnet in erheblichem Maße Probleme der Umgehung und des Gestaltungsmissbrauchs. Dem Netzbetreiber ist es i.d.R. nicht sinnvoll möglich und zumutbar, die einzelnen Tatbestände jeweils zu kontrollieren.

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

Antwort:

Siehe Antwort zu Frage 18.

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

Antwort:

Der Begriff „nachwachsende Rohstoffe“ ist im Gesetz nicht enthalten. Nebenprodukte und Futterreste eines land- und forstwirtschaftlichen Betriebes werden derzeit von § 2 Abs. 2 Nr. 3 BiomasseV („Abfälle und Nebenprodukte pflanzlicher und tierischer Herkunft aus der Land-, Forst- und Fischwirtschaft) erfasst, ohne dass hier ein Verstoß gegen höherrangiges Recht bzw. Überschreitung der Verordnungsermächtigung bemängelt worden wäre.

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

Antwort:

Die geplante Degression von 2 % ist aus Sicht des VDEW eine sinnvolle Maßnahme, um Anreize für eine Technik-Effizienz-Steigerung und Kostensenkung zu geben. Nur durch höhere Degressionssätze kann es gelingen, einen verlässlichen Pfad für die Integration der erneuerbaren Energien in den normalen Wettbewerbsmarkt zu ermöglichen und ein Signal zu setzen, dass es sich beim EEG lediglich um eine Anschubfinanzierung und nicht um eine Zementierung eines Dauerfördertatbestandes handelt.

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

Antwort:

Die Gesetzesformulierung führt mangels ordnungsgemäßer Definition zu erheblichem Konfliktpotenzial. Hier wird die Prüfung wasserrechtlicher Vorgänge in die Vergütung von

Elektrizität einbezogen, wobei unbestimmte Rechtsbegriffe ohne angemessene Vorgaben zur Anwendung kommen. Die in der Begründung aufgeführten Nachweismöglichkeiten finden im Gesetz keinerlei Anhaltspunkte.

Für die Beurteilung der ökologischen Auswirkungen von Neu- und Ausbaumaßnahmen von Wasserkraftanlagen sind außerdem die jeweiligen Landesbehörden zuständig. Diese richten sich unter anderem nach den jeweiligen Landeswassergesetzen, in denen die Kriterien der EG-Wasserrahmen-Richtlinie bereits enthalten sind bzw. künftig enthalten sein werden. Daher sind diese zusätzlichen ökologischen Kriterien als Fördervoraussetzung im EEG verfehlt. Schließlich stellt das EEG für andere EEG-Anlagen auch keine verschärften ökologischen Voraussetzungen auf (z.B. immissionsschutzrechtlicher Natur bei Biomasseanlagen oder Schattenwurf bei Windenergieanlagen). Dies fällt in den Bereich der jeweiligen Landesbehörde und sollte auch dort verbleiben. Außerdem kann es durch diese Anforderungen, die über die nach dem Wasserrecht erforderlichen hinausgehen, beim Netzbetreiber und der zuständigen Wasserbehörde zu unterschiedlichen Bewertungen kommen. Nicht zuletzt aufgrund dieser Überschneidungen und Unklarheiten bei der administrativen Zuständigkeit sollten die zusätzlichen Anforderungen gestrichen werden.

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

Antwort:

Der Aufnahme großer Wasserkraftanlagen über 5 Megawatt in das EEG ging eine Reihe von Studien und Untersuchungen voraus. Die im Gesetzentwurf angegebenen Fördersätze sind der im Auftrag des BMU vom Ingenieurbüro Fichtner erstellten Studie „Gutachten zur Berücksichtigung großer Laufwasserkraftwerke im EEG“ entnommen. In dieser Studie wurden Wirtschaftlichkeitsberechnungen für verschiedene Anlagengrößen unter jeweils günstigen und erschwerten Bedingungen durchgeführt (bei einer angenommenen Anlagenlaufzeit von 40 Jahren). Die so ermittelten, für den wirtschaftlichen Anlagenbetrieb notwendigen Vergütungssätze sind als Mindestwerte zu sehen, da diese den Ergebnissen unter günstigen Bedingungen entsprechen (z.B. mit einem Kalkulationszins von 8% nominal, bzw. 6% real).

Zu nennen ist außerdem die im Auftrag des Ministeriums für Umwelt und Verkehr des Landes Baden-Württemberg von EnBW Energy Solutions GmbH angefertigte „Wissenschaftliche Begutachtung“ einer möglichen Förderung der großen Wasserkraft anhand ausgewählter Modernisierungsvorhaben“. Darin wurden die durchschnittlichen Stromgestehungskosten für ausgewählte Neu- bzw. Ausbauprojekte berechnet. Auf der Grundlage der Untersuchung wurden konkrete Vergütungssätze vorgeschlagen (zwischen 5,3 Ct/kWh und 6,65 Ct/kWh sowie Vergütungszuschlag für Neuanlagen von 1,0 Ct/kWh). Es ist anzumerken, dass diese Vergütungssätze noch unterhalb der ermittelten durchschnittlichen Stromgestehungskosten der untersuchten Modernisierungsvorhaben und Neuanlagen liegen und dass die im Gesetzesentwurf gewählten Vergütungssätze unterhalb der in der Studie vorgeschlagenen Vergütungssätze liegen.

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

Antwort:

VDEW hat in einer Kurzerhebung 13 konkrete Projekte zu Neu- und Ausbauvorhaben bei Wasserkraftanlagen über 5 MW ermittelt. Insgesamt könnte die installierte Leistung um ca. 300 MW erhöht werden. Dies wäre mit einer Erhöhung der Jahresarbeit um ca. 1,5 Terawatt-Stunden verbunden. Insgesamt würde sich daraus ein Fördervolumen in Höhe von ca. 75 Mio. Euro pro Jahr ergeben. Die gesamten EEG-Vergütungen würden damit um ca. 2 % steigen. Gleichzeitig würde die nach dem EEG eingespeiste Strommenge um ca. 4 % steigen. Es ist allerdings darauf hinzuweisen, dass die im Gesetzesentwurf enthaltenen Fördervoraussetzungen (insbesondere das 15 %-Kriterium in § 6 Absatz 2 Nr. 2) eine Realisierung der meisten Projekte verhindern werden.

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

Antwort:

Derzeit sind dem VDEW folgende Modernisierungs- oder Erweiterungsvorhaben bekannt:

Neubau Kraftwerk Rheinfelden, 116 MW, 600 GWh/a
Erweiterung RADAG, Albbruck, 24 MW, 80 GWh/a
5. Turbine Iffezheim, ca. 25 MW, ca. 80 GWh/a.

Fördervolumina können derzeit noch nicht geschätzt werden.

26. Wie beurteilen Sie die ökologischen Auswirkungen der Kleinwasserkraft?

Antwort:

Kleinwasserkraftanlagen haben im Vergleich zur „großen Wasserkraft“ aufgrund ihres geringen Arbeitsvermögens spezifisch größere Auswirkungen auf die Gewässerökologie. Andererseits leistet auch die „kleine Wasserkraft“ einen wertvollen Beitrag zur CO₂-freien Stromerzeugung. Ob Eingriffe in die Gewässerökologie im Zusammenhang mit dem Neubau, Reaktivierungen oder Erweiterungen kleiner Wasserkraftanlagen in Einklang mit den Zielen der EG-Wasserrahmenrichtlinien zu bringen sind, entscheidet die zuständige lokale Behörde. Generelle Aussagen sind kaum möglich.

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

Antwort:

Die neu gefasste sogenannte Härtefall-Regelung wird den Kreis der „Härtefälle“ deutlich erweitern. Es ist damit zu rechnen, dass die Strompreisbelastung für die nicht begünstigten Stromkunden (insbesondere Haushaltskunden) um bis zu 10 % steigen wird.

Eine erheblicher Anteil der betrieblichen Belastung aus dem EEG wird nicht in die von § 16 erfassten Kosten einbezogen. Das sind insbesondere

- Kosten der Regel- und Ausgleichsenergie sowie
- Verwaltungsmehrkosten

Diese sind durch die allgemeinen Netznutzungsentgelte aufzubringen und von der Entlastung ausgeschlossen. Insgesamt ist die Regelung unnötig kompliziert.

Vorsorglich ist darauf hinzuweisen, dass nach dem derzeitigem Wortlaut des Gesetzes

- Anträge bis zum 30.06.2004 nach altem Recht behandelt werden und die entsprechenden Freistellungen zum 31.12.2004 auslaufen;
- im zweiten Halbjahr 2004 für das Jahr 2005 keine Anträge zulässig sind und
- im Jahre 2005 für das Jahr 2006 keine Anträge nach § 16 gestellt werden können, da die Netzbetreiber die erforderliche Anzeige nach § 15 EEG erst ab dem Jahr 2006 erstellen können, da vorher keine Daten für ein (volles) Geltungsjahr des EEG vorliegen.

Außerdem ist darauf hinzuweisen, dass in einem liberalisierten Markt mit zum Teil kurzfristigen Stromlieferverträgen bis zum 30. Juni eines Jahres generell nur ein Teil der Anträge gestellt werden kann, da eine Vielzahl von Stromlieferungsverträgen für das nächste Jahr noch gar nicht vorliegen wird.

Hier besteht folglich dringender Korrekturbedarf.

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

Antwort:

Unternehmen, deren Verbrauch mehr als 1.000 GWh beträgt, werden stärker belastet, da nicht mehr 100 GWh mit der vollen EEG-Quote zu beziehen sind, sondern 10% des Gesamtverbrauchs. Unternehmen der Aluminiumherstellung oder Grundstoffchemie mit einem Bezug von 3.000 GWh müssen nach der bisherigen Gesetzeslage für 100 GWh die volle EEG-Quote aufnehmen, wohingegen sich dieser Wert nach dem Gesetzentwurf auf 300 GWh erhöht.

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

Antwort:

Auch nach Ansicht des Bundesrates führt die Regelung nach § 16 Abs. 4 des Gesetzentwurfs zu einer nicht hinnehmbaren Rechtsunsicherheit, weil das Ausmaß der Entlastung von der Gesamtzahl der im jeweiligen Jahr gestellten Anträge abhängt. Das Ausmaß der Belastungen auf Grund des EEG wäre nicht mehr kalkulierbar. Auch die in § 21 Abs. 4 des Gesetzentwurfs vorgesehene Übergangsregelung wirkt nur bis Ende 2004.

Zur Gewährleistung verlässlicher Rahmenbedingungen für die stromintensive Industrie ist daher §16 Abs. 4 des Gesetzentwurfs zu streichen. Damit wäre dann auch die Schwierigkeit mit der Fristvorgabe des 30. Juni eines Jahres gemäß Antwort lösbar.

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

Antwort:

Diese Frist ist in einem liberalisierten Markt nicht praktikabel (vgl. Antworten auf Fragen 27 und 29).

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

Antwort:

Die Bereitstellung der vollständigen Unterlagen liegt in der Verantwortung des Antragstellers. Eine vorläufige Genehmigung erschwert die Abwicklung und ist daher abzulehnen. Nach dem derzeitigen Gesetzentwurf hat das BAFA sechs Monate Bearbeitungszeit, die für eine endgültige Bescheidung des Antrags ausreichen sollten.

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

Antwort:

VDEW rechnet bis zum Jahr 2010 mit einem Vergütungsvolumen zwischen 4 und 5 Mrd. Euro jährlich. Für die Zeit darüber hinaus können hinsichtlich der jährlichen Gesamtbelastung keine zuverlässigen Prognosewerte angegeben werden.

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

Antwort:

§ 4 Abs. 1 Satz 2 des Gesetzentwurfs ist nicht geeignet, die schon jetzt drohende Verdrängung von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung zu verhindern.

Im Rahmen des EEG dürfte ein Rückgriff auf § 6 Abs. 3 EnWG nach der derzeitigen Entwurfsfassung ausgeschlossen sein, so dass – wie bisher – der Vorrang der Aufnahme von EEG-Strom auch gegenüber KWK-Strom gilt.

Der Netzbetreiber ist damit gesetzlich verpflichtet, für den Fall eines Einspeisebegehrens eines EEG-Anlagenbetreibers in ein im Übrigen ausgelastetes Netz auch KWK-Anlagen erforderlichenfalls vom Netz zu trennen, sofern nicht der EEG-Einspeiser aufgrund einer (nicht erzwingbaren) Vereinbarung nach § 4 Abs. 1 Satz 2 des Gesetzentwurfs auf seine vorrangige Einspeisung verzichtet. Es ist jedoch nicht davon auszugehen, dass eine derartige Vereinbarung ohne entsprechenden Ausgleich, der seitens des KWK-Anlagenbetreibers geleistet werden müsste, zu Stande kommt.

Es existieren bereits Fälle, in denen KWK-Anlagen wegen konkurrierender Einspeisung aus EEG-Anlagen wegen ausgeschöpfter Netzkapazitäten und nicht zeitnaher Netzaus-

baumöglichkeit ihre Einspeisungsleistung verringern müssten. Da diese KWK-Anlagen zur Ermöglichung von Produktionsprozessen in der Regel wärmegeführt betrieben werden, müssten die Produktionsprozesse und folglich die Erzeugung von KWK-Strom entsprechend verringert werden, um eine vollständige Abnahme des EEG-Strom zu gewährleisten. Die allein auf vertraglicher Ebene eingeräumte Möglichkeit der Relativierung dieses Vorrangprinzips zu Gunsten der KWK-Anlage reicht dagegen nicht zur Konfliktbewältigung aus, da sie von einer Zustimmung des Betreibers der EEG-Anlage abhängt. Deshalb sollte in den betreffenden Fällen schon von Gesetzes wegen das Vorrangprinzip eingeschränkt werden.

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

Antwort:

Das unbedingte Vorrangprinzip des EEG erfordert diese Maßnahmen. Angesichts der aus dem Betrieb der KWK-Anlagen resultierenden Umweltvorteile ist dies jedoch kontraproduktiv, zumal die entsprechende Unterbrechung der Stromeinspeisung aus KWK-Anlagen meist nur durch Kapazitätsengpässe im Versorgungsnetz, die aus Einspeisungsspitzen von Windenergieanlagen resultieren, begründet ist. Diese relative Seltenheit der Kapazitätsauslastung durch Windenergieanlagen rechtfertigt nicht die Einspeisungsminderung oder –unterbrechung aus gleichermaßen umweltschonend betriebenen KWK-Anlagen. Diese derzeit schon vermehrt wahrzunehmenden Konkurrenzsituationen werden vor allem bei dem vom Gesetzgeber intendierten, weiteren Ausbau von Windenergieanlagen künftig noch verstärkt auftreten, was eine gesetzliche Relativierung des Vorrangprinzips erfordert (vgl. 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?**

Antwort:

Die Geschwindigkeit des Netzausbaus bzw. der Verstärkung des Netzes ist in der Regel nicht von den Regelungen des EEG, sondern von den planungs- und vergaberechtlichen Vorgaben abhängig. Die Pflicht zum Ausbau „auf Verlangen des Einspeisewilligen“ bereits bei Vorlage eines Vorbescheides bringt die Gefahr mit sich, dass zivilrechtlich nicht umsetzbare Anlagenprojekte zu Kosten und damit zu erhöhten Netznutzungsentgelten führen.

Da ein Netzbetreiber nicht gezwungen werden sollte, einen Netzausbau bzw. eine Netzverstärkung durchzuführen, bevor die Errichtung der entsprechenden Stromerzeugungsanlage gesichert ist (vgl. Frage 6), darf das EEG auch in der novellierten Fassung vom Netzbetreiber keinen frühzeitigeren Beginn der Netzausbaumaßnahmen fordern. Da sich erfahrungsgemäß zahlreiche Errichtungsprojekte von Windenergieanlagen nicht realisieren lassen, darf der Netzbetreiber nicht zuletzt wegen des politischen Drucks auf die Höhe der Netznutzungsentgelte weder gehalten noch verpflichtet werden, vorzeitige Netzausbaumaßnahmen durchzuführen.

Im Gegensatz zum forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien wird der dafür erforderliche Netzausbau erschwert und behindert. Unabhängig von der Einleitung von Netz-

ausbaumaßnahmen durch den Netzbetreiber können die oft langwierigen Genehmigungsverfahren deren endgültige Realisierung um mehrere Jahre verzögern. Für eine Beschleunigung EEG-bedingter Netzausbaumaßnahmen sollte daher die Genehmigung der entsprechenden EEG-Anlagen mit den Genehmigungsverfahren für den erforderlichen Netzausbau zu einem integrierten Genehmigungsverfahren verknüpft werden.

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

Antwort:

Eine Einspeisung auf der Nieder- bzw. Mittelspannungsebene kann aufgrund der dortigen Netzkapazität und der an dieses Netz angeschlossenen Kunden bei einer vergleichsweise großen Einspeisungsleistung den Ausbau der vorgelagerten Netzebene erfordern, damit die einzuspeisende Leistung auch vom Netz abgenommen werden kann. Folglich ist ein in den Einspeiseverträgen enthaltener, entsprechender Vorbehalt in diesen Fällen notwendig.

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

Antwort:

Der durch das EEG (insbesondere durch die Einspeisung der Windenergieanlagen) verursachte Regelenergieaufwand hat sich deutlich erhöht. Die windbedingten Regelenergiekosten liegen nach Expertenschätzungen bereits heute bei über 200 Mio. Euro pro Jahr. Weitergehende Zahlen über die Entwicklung des Regelenergieaufwandes können nach Vorliegen der Ergebnisse der dena-Netzstudie abgeleitet werden. Abschätzungen für einen Windkraftausbau auf 25.000 MW in 2010 ergeben einen Aufwand für Regelenergie von ca. 500 Mio. Euro pro Jahr.

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

Antwort:

Durch einen unmittelbaren deutschlandweiten Ausgleich der EEG-Strommengen wird gewährleistet, dass der EEG-bedingte Regelenergiebedarf gleichmäßig auf alle Übertragungsnetzbetreiber verteilt wird und damit die Stromverbraucher gleichmäßiger belastet werden. Innerhalb der windstarken Regionen sind Synergieeffekte heute bereits ausgeschöpft. Hinsichtlich der praktischen Durchführbarkeit einer sogenannten Online-Aufschaltung existieren allerdings unter den Mitgliedsunternehmen des VDEW unterschiedliche Ansichten.

Durch die im Gesetzentwurf vorgesehene Änderung der Rückwälzung von EEG-Strommengen auf die EVU/Händler durch eine so genannte Profilwälzung kann demgegenüber keine Regelenergie und damit auch keine Kosten eingespart werden. Dies setzt

nämlich voraus, dass die Windeinspeisung langfristigen Mustern folgt, was nicht der Fall ist.

Entscheidend wird sein, wie sich die betroffenen Versorgungsunternehmen zu Profillieferungen stellen. Auch hier existieren unterschiedliche Ansichten unter den Mitgliedsunternehmen des VDEW. Die Profile müssen jedoch stets handhabbar sein und dürfen nicht zu einer Erhöhung der Regelungskosten führen, wie es der Vorschlag des BET bewirken würde. Eine Profilstellung durch eine Verordnung wäre in jedem Falle kontraproduktiv.

Die EEG-Umlage berücksichtigt heute ausschließlich die Kosten aus den Vergütungszahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber. Kosten aus einem erhöhten Regelenergieaufwand sowie EEG-bedingten Netzausbaumaßnahmen werden darin nicht berücksichtigt, sondern über die Netznutzungsentgelte auf die Stromverbraucher gewälzt.

Die Preisbildungsklausel, die noch auf das vorvergangene Quartal abstellt und in den Regelungen des Stromeinspeisungsgesetzes verhaftet ist (in dem noch das Versorgungsunternehmen gegenüber dem von ihm belieferten Kunden abnahmeverpflichtet war), entspricht nicht mehr den Gegebenheiten. Hier wäre immer eine Preisbildung nach den aktuell erwarteten aufzunehmenden Mengen (entsprechend Quartalsprognose) besser geeignet.

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

Antwort:

Nein. Die Begriffsdefinition ist lediglich für die Vergütungshöhe aber nicht für die Betriebseigenschaften relevant. Daher ergeben sich keine Auswirkungen auf den Regelenergiebedarf.

Der EEG-bedingte Regelenergiebedarf ließe sich nur vermindern, falls die Anlagenbetreiber gesetzlich dazu verpflichtet würden, verbindlich gemäß einer von ihnen selbst zu erstellenden Prognose in das Netz einzuspeisen. Dies würde auch den Weg zu einer mittelfristig selbstständigen Vermarktungsfähigkeit des EEG-Stroms frei machen.

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

Antwort:

Ein Anlagenregister ist nicht geeignet, eine Doppelvermarktung von Strom aus Erneuerbaren-Energien zu vermeiden, da aus einem Anlagenregister nicht hervorgeht, ob und wann die betreffenden Anlagenbetreiber ihren Strom nach Maßgabe des EEG vermarkten und wann eine Vermarktung des Stroms über Zertifikate erfolgt. Dem Anlagenbetreiber ist es durch die Formulierungen des EEG freigestellt, zu welchen Zeiten er die Vermarktung nach dem EEG in Anspruch nimmt. Selbst die Beschreibung einer Anlage in dem Anlagenregister als „EEG-Anlage“ würde somit nicht verhindern, dass der Anlagenbetreiber zu bestimmten Zeiten seinen Strom nicht an den Netzbetreiber sondern im Rahmen von Zertifikaten o. ä. an einen Dritten verkauft. Darüber hinaus ist der vom Anlagenregister bezweckte Effekt, eine Doppelvermarktung zu vermeiden, rein zufällig, da er auf die positive Kenntnis der betreffenden Personen abstellt, dass genau die betreffende Anlage im Anlagenregister enthalten ist, und vor allem dass diese Personen diese

Kenntnis auch veröffentlichen. Insbesondere Letzteres kann nach den gemachten Erfahrungen nicht angenommen werden.

Ein Anlagenregister ist daher nur zu befürworten, wenn sichergestellt werden kann, dass die Eintragungen vollständig und verbindlich sind. Dazu ist die Kontrolle durch eine entsprechende staatliche Stelle erforderlich.

Jede bei den Netzbetreibern weitere Kosten verursachende administrative Befassung ist dagegen zu vermeiden. Es ist Sache des Anlagenbetreibers, die Einhaltung der Regelung von § 18 des Gesetzentwurfs (Verbot der Doppelverwertung) nachzuweisen.

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“)?

Antwort:

Die Formulierung in § 5 Abs. 1 des Gesetzentwurfs hinsichtlich des „abgenommenen“ Stroms ist korrekt und zu begrüßen. Nach allgemeiner Ansicht unterliegt die Stromeinspeisung den Regelungen des Kaufrechts (§ 433 ff. BGB). Die Vergütungspflicht besteht jedoch nach dem Kaufrecht nur für diejenige Ware, die vom Käufer „abgenommen“ wurde (§ 433 Abs. 2 BGB). Ein reines Angebot der betreffenden Ware reicht nicht aus, um eine Vergütungspflicht auszulösen. Ein Netzbetreiber ist somit gemäß dem EEG nur verpflichtet, den „abgenommenen“ Strom zu vergüten, nicht den „angebotenen“. Insbesondere im Fall der Doppelvermarktung des betreffenden Stroms kann ein Angebot der Einspeisung von Strom auch gegenüber mehreren Personen abgegeben werden. Eine Vergütungspflicht ergibt sich dann nur hinsichtlich des „abgenommenen“ Stroms, wie es auch nach dem geltenden EEG praktiziert wird.

Die Vergütung „angebotenen Stroms“ ist außerdem gerade im Hinblick auf den erschwerten, kurzfristig nicht durchführbaren Netzausbau (s. Frage 35) und die nicht klar im EEG definierte Inbetriebnahme problematisch. So ist durchaus denkbar, dass eine EEG-Anlage zwar an sich fertiggestellt worden ist, aber noch nicht an das Netz angeschlossen werden konnte, da der Netzausbau nicht genehmigt wurde. Aufgrund der vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Gesamtsituation kann hier nicht der „angebotene Strom“ maßgeblich sein.

Die Formulierung im Regierungsentwurf darf somit nicht geändert werden.

Fragen der Fraktion der CDU/CSU

1. Wie wird das EEG-Vergütungssystem insgesamt bewertet?

Antwort:

Das EEG-Vergütungs-System ist in weiten Teilen nicht kosteneffizient und komplex in der Anwendung. Grundsätzlich sollte je eingesetztem Förder-Euro so viel „grüner“ Strom wie möglich erzeugt werden. Daher sollten sowohl die höheren Vergütungssätze für Kleinanlagen als auch generell die Förderung marktferner Technologien überdacht werden.

Darüber hinaus wird insbesondere durch die Einführung der zahlreichen Sonderzuschläge für Solarstromanlagen in der Nachfolge des 100.000 Dächer-Programmes verdeutlicht, dass die Förderung erneuerbarer Energien durch das EEG eigentlich eine staatliche Aufgabe ist und auch als solche behandelt werden muss. Werden Technologien durch hohe Einspeisungsvergütungen gefördert, die sich nicht einmal langfristig am Markt durchsetzen werden, muss eine entsprechende Förderung durch den Staatshaushalt und nicht über die Versorgungswirtschaft durch die Stromkunden erfolgen.

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

Antwort:

Generell:

- Verzicht auf die höheren Vergütungssätze für Kleinanlagen
- Einführung eines Ausschreibungsregimes für Offshore-Windenergieanlagen
- Verzicht auf die Förderung marktferner Technologien
- Verzicht auf Technik-Bonussysteme (z.B. § 8 Abs. 3)
- Verbesserung der Fördervoraussetzungen für kosteneffizientere erneuerbare Energieträger (z.B. große Wasserkraft § 6)

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

Antwort:

Der Weg in die Marktreife und Wettbewerbsfähigkeit ist bislang nur für große Wasserkraft-Anlagen und große Holzgefeuerte Biomasse-Anlagen absehbar. Photovoltaik-, Geothermie- und kleine Deponiegas- und Grubengas-Anlagen sind aufgrund ihrer hohen spezifischen Kosten noch weit von einer Wettbewerbsfähigkeit entfernt. Windenergieanlagen haben zwar hinsichtlich ihrer Kostensituation deutliche Fortschritte gemacht. Doch kann von einer Marktreife erst dann gesprochen werden, wenn diese Anlagen die von ihnen erzeugte Energie am Markt frei verkaufen können. Dies ist aufgrund der starken Fluktuation der Einspeisung derzeit nicht vorstellbar. Die Einspeisung von Windenergie-Anlagen muss zuverlässig und planbar sein. Hierfür ist gegebenenfalls das Entwickeln und die entsprechende Nutzung von Speichertechnologien notwendig.

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

Antwort:

Die teilweise Erhöhung der Degressionssätze ist zu begrüßen, da sie den Innovationsdruck zum Erreichen der Marktreife erhöht und Mitnahmeeffekte verringert. Die verhältnismäßig geringen Degressionssätze stellen jedoch nur sehr bedingt einen Anreiz zum baldmöglichsten Erreichen der Marktreife dar, was hinsichtlich einiger vom EEG erfasster Energieträger jedoch ohnehin schon grundsätzlich bezweifelt werden muss. Zur Erreichung der nötigen Fördereffizienz müssten die Degressionssätze weiter erhöht werden.

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

Antwort:

Hierzu kann VDEW keine Antwort abgeben.

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

Antwort:

Das EEG führt für Wirtschaftsunternehmen in Deutschland zu einer Zusatzbelastung, die es für die Industrie in anderen Ländern in diesem Umfang bei weitem nicht gibt.

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

Antwort:

Im Jahr 2004 wird mit EEG-bedingten Mehrkosten in Höhe von ca. 0,46 Ct/kWh bis 0,52 Ct/kWh gerechnet. Dies entspricht bereits rund 15 % des Strombörsenpreises. Hinzuzurechnen sind die Regelernergie- und Netzausbaukosten, die über die Netznutzungsentgelte kompensiert werden müssen.

Bereits jetzt betragen die Kosten für die EEG-Vergütungen jährlich über 2 Mrd. Euro. VDEW rechnet bis zum Jahre 2010 mit einem jährlichen Vergütungsvolumen von bis zu 5 Mrd. Euro.

Diese Mehrkosten dürfen jedoch auch nicht isoliert betrachtet werden, da darüber hinaus noch die Mehrkosten aus dem KWKG-Gesetz und dem Stromsteuergesetz berücksichtigt werden müssen. Dieser Kosten führen zusammengenommen zu einer erheblichen Gesamtbelastung.

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

Antwort:

In den Jahren 2004 bis 2024 kann mit einer finanziellen Belastung für die deutsche Industrie in Höhe von bis zu 40 Mrd. Euro gerechnet werden.

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?

Antwort:

Schon heute betragen die EEG-Mehrkosten mehr als 2 Milliarden Euro im Jahr, was insbesondere für die nicht von der Härtefallregelung erfassten Unternehmen eine Beeinträchtigung der Wettbewerbsfähigkeit darstellt. Die Förderkosten und damit auch die negativen Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit werden bis zum Jahr 2010 weiter ansteigen. Schätzungen für das Jahr 2010 zufolge belaufen sich die jährlichen EEG-Einspeisungsvergütungen auf bis zu 5 Mrd. Euro, wobei die Folgekosten der erneuerbaren Energien noch nicht berücksichtigt worden sind.

Sollte an dem Ziel festgehalten werden, bis zum Jahr 2020 einen Anteil von 20 % der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung zu erreichen und die betreffenden Anlagen nach dem EEG zu vergüten, ist folglich mit einem weiteren, überproportionalen Anstieg der volkswirtschaftlichen Kosten zu rechnen. Dies liegt in der Tatsache begründet, dass bereits heute die meisten windstarken Standorte für Windenergieanlagen erschlossen worden und die kostengünstigen Brennstoff-Fraktionen für Biomasseanlagen bereits ausgeschöpft sind. Aus diesem Grund sollte zum heutigen Zeitpunkt von einer verbindlichen Zielfestlegung für das Jahr 2020 Abstand genommen werden.

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

Antwort:

Das Erreichen des Verdopplungszieles von 12,5 % hängt ganz wesentlich von dem weiteren Ausbau der Windenergie ab. Auch wenn noch genügend Flächen für weitere Windenergieanlagen zur Verfügung stehen und somit das theoretische Angebot einen Erreichung des Ziels bis zum Jahr 2010 möglich erscheinen lässt, kann auf Grund der bereits heute z. T. ausgeschöpften Netzkapazitäten der Ausbau erneuerbarer Energien an netzkapazitätsbedingte Grenzen stoßen: Es gibt bereits heute Netzbereiche, in denen die Aufnahmefähigkeit an erneuerbaren Energien ausgeschöpft ist. Wegen der oft langwierigen Genehmigungsverfahren bei Netzausbaumaßnahmen mit vergleichsweise langen Realisierungsdauern ist dabei in vielen Fällen kurzfristig mit keiner Entlastung zu rechnen.

Auch stellt die Stabilität des Netzes durch die immer größer werdenden, angeschlossenen Leistungen an Windenergieanlagen und ihre Einspeisungen eine Gefahr für das Erreichen des Ziels bis zum Jahr 2010 dar. Allerdings können EEG-Anlagen unter der Bedingung einer verpflichtenden Teilnahme an einem sog. „Erzeugungsmanagement“ prinzipiell auch vor dem Abschluss des Netzausbaus angeschlossen werden. Unter einem

„Erzeugungsmanagement“ versteht man dabei eine zeitweilige Reduzierung von aus Windenergieanlagen eingespeister Leistung (z.B. bei Starkwind), um Netzbetriebsmittel (wie Freileitungen oder Transformatoren) vor einspeisungsbedingten Überlastungen zu schützen und so Versorgungsausfälle zu vermeiden. Aufgrund der auch mittelfristig noch weiter anhaltenden Netzengpässe wäre ohne ein „Erzeugungsmanagement“ insbesondere ein weiterer Ausbau der Windenergie in vielen Fällen vorläufig nicht mehr möglich und entsprechend das Verdoppelungsziel von 12,5 % gefährdet.

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

Antwort:

Das Ausschreibungsmodell für Offshore-Windkraft stellt eine wichtige Alternative zur Vorgabe fixer Einspeisevergütungen dar. Hierdurch könnte für eine noch nicht erprobte Technologie eine realistische Preisabschätzung erfolgen und der Windkraftausbau Offshore sinnvoll gesteuert werden.

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

Antwort:

Effizienzsteigerungen des derzeitigen Fördersystems können das absolute Fördervolumen reduzieren. Gemessen an dem Ziel von 12,5 % bis zum Jahr 2010 ist die Höhe der möglichen Deckelung jedoch noch zu ermitteln.

13. Wie gestaltet sich die Arbeitsplatzbilanz des EEG?

Antwort:

In der Gesetzesbegründung wird geschätzt, dass im gesamten Bereich der erneuerbaren Energien rund 135.000 Arbeitsplätze (davon ca. 40.000 Personen in der Windenergie) im Jahr 2002 bestanden haben. Diese Zahlen sind bislang allerdings nicht belegt.

Herr Prof. Pfaffenberger hat in seiner Studie „Ermittlung der Arbeitsplätze und Beschäftigungswirkungen im Bereich erneuerbarer Energien“ eine telefonische Umfrage unter Herstellern und Errichtern von erneuerbaren Energieanlagen geführt. Dem Bereich erneuerbarer Energien konnten in Deutschland dabei lediglich 13.626 Arbeitsplätze (im Gegensatz zu den Branchenschätzungen von 69.000 Arbeitsplätzen) zugeordnet werden. Unter Berücksichtigung des Budgeteffekts (Verringerung des für andere Konsumausgaben zur Verfügung stehenden Budgets durch EEG-Förderkosten) ermittelt er in der Summe über eine negative Beschäftigungswirkung: Allein das gesamte Investitionsvolumen des Jahres 2002 führt, so Prof. Pfaffenberger, über 20 Jahre zu einer Beschäftigungseinbuße von insgesamt 19.000 Personenjahren. Die Novelle des EEG, so die Schlussfolgerung, ändert an diesen Zusammenhängen nichts.

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

Antwort:

Beispiel Windenergie: Im Jahr 2003 wurden Vergütungszahlungen in Höhe von rund 1,7 Mrd. Euro gezahlt (davon Förderanteil ohne Berücksichtigung von zusätzlichen Infrastrukturkosten: 1,1 Mrd. Euro). Unter Verwendung der BMU-Zahlen ergibt sich rechnerisch so ein Förderbetrag von mindestens 27.500 Euro je Arbeitsplatz. Unter Verwendung der Zahlen von Prof. Pfaffenberger ergibt sich rechnerisch ein Förderbetrag von rund 178.000 Euro je Arbeitsplatz. Hinzugefügt werden müssten noch die windbedingten Regelenergiekosten. Zu berücksichtigen ist ferner, dass die Kosten des EEG über Jahrzehnte bestehen bleiben, wohingegen der Bestand der Arbeitsplätze noch nicht gesichert ist.

15. Wie wird diese „Arbeitsplatzsubvention“ beurteilt?

Antwort:

Auf Dauer ist diese Arbeitsplatzsubvention fehlgeleitet. Sie sollte daher nur vorübergehenden Charakter haben und so bald wie möglich zurück geführt werden. Sie hat zwar den Aufbau der Industrie zum Bau von EEG-Anlagen gefördert. Jedoch zeigt sich jetzt, dass die deutschen Hersteller von Windkraftanlagen nur bedingt international wettbewerbsfähig sind und einen vergleichsweise geringen Exportanteil aufweisen.

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

Antwort:

Hierzu kann VDEW keine Antwort abgeben.

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

Antwort:

Hierzu kann VDEW keine Antwort abgeben.

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

Antwort:

Im Vergleich zur ausländischen Konkurrenz (Exportquoten über 90% in Dänemark) weist der deutsche Windanlagenbau eine deutlich niedrigere Exportquote von unter 30% auf.

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

Antwort:

Die durchschnittlichen CO₂-Vermeidungskosten bei der Förderung der netzgekoppelten Stromerzeugung gemäss EEG betragen im Jahr 2003 rund 94 Euro je Tonne CO₂ (ohne Berücksichtigung der zusätzlichen Regelenergie- und Netzausbaukosten). Wasserkraftanlagen liegen etwas unterhalb, Biomasse und Windenergie-Anlagen liegen etwas oberhalb dieses Wertes. Lediglich Photovoltaik-Anlagen liegen mit spezifischen CO₂-Vermeidungskosten von über 700 Euro je Tonne CO₂ deutlich oberhalb des Durchschnittes.

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

Antwort:

1. Grundsätzlich sollten Netzausbau- und Regelenergiekosten verursachungsgerecht zugeordnet werden. Verursacher der Kosten sind die jeweiligen Anlagenbetreiber.
2. Die aus der horizontalen Wälzung der EEG-Belastung entstehenden, testierbaren Bewirtschaftungskosten (Ausgleichs- und Regelenergiekosten) sollten in die EEG-Umlage integriert und bei der Weitergabe an die Endverteiler-EVU („Lieferanten“) berücksichtigt werden. Es ist grundsätzlich fragwürdig, dass diese eindeutig dem EEG zurechenbaren Gesamtkosten in den Netznutzungsentgelten „versteckt“ werden müssen. Damit wird verhindert, dass die Gesamtkosten der Förderung erneuerbarer Energien offen gelegt werden. Eine transparente Darstellung der EEG-Gesamtkosten wird somit hierdurch gerade nicht erreicht. Mit gutem Grund sind die so genannten Härtefallregelungen für stromintensive Industrien in das Gesetz aufgenommen worden. Auf diese Weise können die lokalspezifischen Nachteile des Standorts Deutschland etwas – wenn auch unzureichend – gemindert werden. Durch die Nichtberücksichtigung der durch das EEG verursachten Kosten in der EEG-Umlage und die Weitergabe dieser Kosten über die Netznutzungsentgelte wird der Industrie zum Teil die Möglichkeit genommen, sich von den durch das EEG induzierten Lasten zu befreien. Der Weg der Entlastung wird damit ebenso halbherzig beschritten wie der Weg der Transparenz.

Im übrigen wird auf die Antwort zu Frage 38 der SPD-Fraktion verwiesen.

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

Antwort:

Es sind drei wesentliche infrastrukturelle Herausforderungen zu nennen:

1. Kurzfristiger Ausgleich der Windenergieeinspeisung (Differenzen zwischen Prognose und tatsächlicher Einspeisung) durch Regelenergie
2. Bereithaltung von Kraftwerksreserven zum Ausgleich fehlender bzw. wegfallender Erzeugungskapazität bei Windflaute oder Sturm
3. Netzausbaumaßnahmen.

Diese Herausforderungen können nur durch einen erheblichen monetären Mitteleinsatz bewältigt werden. Darüber hinaus sind jedoch für den Bereich des Netzausbaus dringend unterstützende Maßnahmen seitens der Politik notwendig, da nach bisherigen Erfahrungen Planungs- und Genehmigungszeiträume von 10 bis 15 Jahren keine Seltenheit darstellen (vgl. Antwort zu Frage 11). Das hauptsächliche Problem ist hierbei die Trassensuche mit anschließendem Genehmigungsverfahren. Bei größeren Freileitungsprojekten ist vor dem eigentlichen öffentlich-rechtlichen Genehmigungsverfahren und privatrechtlichen Gestattungsverfahren außerdem ein Raumordnungsverfahren durchzuführen. Nachdem die Richtlinien zur Umweltverträglichkeitsprüfung der EG in Deutschland umgesetzt worden sind, ist auch für 110 kW-Leitungen eine allgemeine Vorprüfung erforderlich.

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

Antwort:

Schon jetzt führt die Errichtung von Windenergieanlagen in Erholungsgebieten oder in der Nähe von Wohnbebauung durch die von den betreffenden Anlagen ausgehenden Wirkungen wie Lärm, Lichtreflexe und Eisabwurf nicht zuletzt für die betroffenen Anwohner zu erheblichen Problemen, weshalb die bau- bzw. immissionsschutzrechtlichen Genehmigungen für diese Anlagen in der Vergangenheit häufig nicht erteilt wurden. Gleiches gilt aufgrund der negativen Effekte der betreffenden Anlagen auf die Landschaft und die Natur. Ein weiterer Zubau der Windenergieanlagen insbesondere im Binnenland wird diese Probleme nur noch verstärken, weil hierdurch Windenergieanlagen in stärker besiedelten Gebieten errichtet werden müssten.

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

Antwort:

Das bestehende EEG-Fördersystem bietet den Betreibern von Windenergie-Anlagen eine garantierte Abnahme ihrer beliebig auftretenden Stromproduktion zu garantierten Preisen. Obwohl die Windkraft mittlerweile Dimensionen von mehreren Großkraftwerken erreicht hat, unterliegt sie dennoch nicht den üblichen Anforderungen an die Stromerzeugung, jederzeit zu einer gesicherten und zuverlässigen Stromversorgung beizutragen. Den Anlagenbetreibern werden also keinerlei Verpflichtungen auferlegt, ihre Anlagen derart zu konfigurieren (z.B. Erzeugungsmanagement, Ausgleich von Einspeisungsschwankungen, Einsatz von Speichertechnologie), dass eine Einspeisung nach Bedarf und in Anpassung an die bestehende Versorgungsinfrastruktur erfolgt. Auch wird kein Anreiz geschaffen, durch Erzeugungsmanagement einen nicht sachgerechten Netzausbau zur Beherrschung von Extremsituationen zu vermeiden, v.a. bei Schwachlast in Kombination mit Starkwind. Mittelfristig sollten daher im verstärkten Maße die Anlagenbetreiber für die Vermarktung des eingespeisten Stromes in die Verantwortung genommen werden. Außerdem sollte die Förderung stärker daran ausgerichtet werden, den einzuspeisenden Strom kontinuierlich bereit zu stellen, z. B. durch Einsatz entsprechender Zwischenspeicher.

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

Antwort:

Eine Alternative zum EEG-Fördersystem sollte in absehbarer Zukunft ein harmonisiertes EG-weites Förderinstrumentarium sein. Hierzu bietet sich die Vermarktung der erneuerbaren Energien über spezielle Erneuerbare-Energien-Zertifikate an.

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

Antwort:

Nein. Eine aktuelle Studie von EURELECTRIC zeigt, dass die im Gesetz vorgeschlagenen Vergütungssätze europaweit im Spitzenfeld liegen. Des Weiteren weisen Untersuchungen darauf hin, dass die Investitionskosten für Windkraftanlagen in Deutschland überdurchschnittlich hoch sind. Ebenso ist der durch den Übergang zur Massenproduktion bewirkte Kostenminderungseffekt deutlich geringer als zu erwarten ausgefallen.

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

Antwort:

Ein Ausschluss des Ausbaus der Windkraft an besonders windschwachen Standorten ist längst überfällig.

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

Antwort:

Es ist sinnvoll, dass eine Mindestanforderung an den Standort einer Windkraftanlage gestellt wird, damit zumindest ein Mindestmaß an Effizienz erzielt wird. An anderer Stelle im Gesetzentwurf kommt dieser Aspekt allerdings zu kurz. Des Weiteren wird auf Frage 1 der SPD-Fraktion verwiesen.

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

Antwort:

Die Begrenzung der Mindestvergütung auf Anlagen mit einem Jahresnutzungsgrad von mindestens 65 % der Referenzanlage wird den Zubau von Windenergieanlagen an besonders windschwachen Standorten stoppen. Dies ist im Sinne der Fördereffizienz ausdrücklich zu begrüßen. Nach einer VDEW-Untersuchung erreichen ca. 20 % der Anlagen einen Referenzertrag von weniger als 0,65. Diese windschwachen Standorte würden zukünftig nicht mehr bebaut werden.

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

Antwort:

Das Repowering-Potenzial ist in Deutschland derzeit eher gering. Erst zum Ende des Jahrzehnts hin kann mit gewissen Ersatzinvestitionen gerechnet werden.

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

Antwort:

Hierzu kann VDEW keine Antwort abgeben.

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

Antwort:

Hierzu kann VDEW keine Antwort abgeben.

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

Antwort:

Da bisher noch keine Erfahrungswerte mit Offshore-Windenergieanlagen vorliegen, können derzeit kaum „richtige“ Vergütungssätze festgelegt werden. Durch ein Ausschreibungsmodell könnte für diese noch nicht erprobte Technologie eine realistische Preisabschätzung erfolgen. So könnten die bestehenden Potenziale zu den geringstmöglichen Fördersätzen erschlossen werden.

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

Antwort:

Das wirtschaftlich erschließbare Potenzial der Biomasse hängt stark von längerfristig schwer verlässlich prognostizierbaren Faktoren ab. Zu beachten ist dabei allerdings die Konkurrenz zur stofflichen Verwertung (Papier-, Zellstoff-, Holzindustrie). So führt die Biomasse-Förderung durch das EEG bereits jetzt zu Marktverzerrungen zugunsten der energetischen Verwertung.

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

Antwort:

Im Rahmen der fortschreitenden technischen Entwicklung sollten auch Effizienzverbesserungen bei der Nutzung der Biomasse erfolgen. Sprunghafte Verbesserungen sind nicht zu erwarten.

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

Antwort:

Hierzu kann VDEW keine Antwort abgeben.

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

Antwort:

Siehe Frage 9 der SPD-Fraktion.

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

Antwort:

Hierzu kann VDEW keine Antwort abgeben.

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

Antwort:

Im Sinne eines Anreizes für Effizienzsteigerungen ist die Erhöhung der Degression zu befürworten (vgl. Antwort zur Frage 21 der SPD).

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

Antwort:

Eine effizienzorientierte Förderung erfordert keinen Brennstoffzuschlag (vgl. Antwort zur Frage 12 der SPD-Fraktion).

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

Antwort:

Der in § 8 Abs. 3 des Regierungsentwurfs enthaltene „Technologiebonus“ ist, sofern er durch keinerlei Umweltvorteile begründet ist, als unzulässige Förderung bestimmter Technologien verfassungswidrig. Darüber hinaus führt er zu einer weiteren Verkomplizierung des gesetzlichen Vergütungsmechanismus (vgl. auch Frage 12 der SPD-Fraktion).

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

Antwort:

Es besteht Forschungs- und Entwicklungsbedarf in der Anlagentechnik, insbesondere für die Verfahren zur Vergasung von Biomasse.

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

Antwort:

Hinsichtlich ihrer technischen Effizienz kann die Wasserkraft als ausgereift betrachtet werden. Bestehende große Anlagen weisen Stromerzeugungskosten auf, die mit denen konventioneller Erzeugungstechnologien konkurrieren können. Außerdem weist die Erhöhung der Stromerzeugung aus bestehenden Anlagen eine hohe Fördermitteleffizienz auf. Die Vermeidung des Ausstoßes einer Einheit CO₂ kann also mit einem vergleichsweise geringen finanziellen Aufwand erreicht werden.

Die ökologischen Auswirkungen sind im Einzelfall zu bewerten; Grundsätzlich sind die ökologischen Auswirkungen kleiner Wasserkraftanlagen in Relation zu dem jeweiligen Energie-Output als negativer einzuschätzen als die von großer Wasserkraft.

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

Antwort:

Die hohe Stetigkeit der Einspeisung aus Wasserkraftanlagen (insbesondere im Vergleich zur nur eingeschränkt prognostizierbaren und stark fluktuierenden Wind- und Solarenergieeinspeisung) ist elektrizitätswirtschaftlich von sehr großer Bedeutung. Zusätzlich zur Prognostizierbarkeit der Einspeisung hat die Wasserkraft den Vorteil, dass bei Speicherkraftwerken die Energie quasi verlustfrei und kostengünstig gespeichert werden kann. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund der Diskussion um Speichertechnologien und deren Wirkungsgrade und Kosten interessant (z.B. Wasserstoff). Leider kommt dieser große Vorteil der Wasserkraftnutzung durch das gegebene Fördersystem, in dem der Anlagenbetreiber nicht für die Vermarktung des eingespeisten Stroms verantwortlich ist, nicht zum Tragen.

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

Antwort:

Die vorgesehene Einbeziehung der großen Wasserkraft (Erneuerungen) in die EEG-Förderung ist grundsätzlich als positiv zu bewerten. Hierdurch wird ein guter Anreiz gegeben, die bestehenden Potenziale kostengünstig zu erschließen. Die sehr restriktiven Fördervoraussetzungen (insbesondere das 15 % Kriterium und das ökologische Verbesserungsgebot) werden in der Praxis allerdings dazu führen, dass der Großteil des bestehenden Potenzials nicht genutzt wird.

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

Antwort:

Angesichts der langen Planungs- und Genehmigungszeiten ist der Zeitraum bis 31.12.2012 eindeutig zu knapp, um die möglichen Projekte zu realisieren. Hier besteht dringender Korrekturbedarf.

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

Antwort :

Eine Erhöhung des elektrischen Arbeitsvermögens um mindestens 15% wird nur in wenigen Einzelfällen möglich sein. Diese ist nur dort zu erreichen, wo zusätzlich zu Wirkungsgrad steigernden Maßnahmen zusätzliche Wassermengen genutzt werden können. Behördliche Auflagen (z.B. Restwassermengen, Schleusenbetrieb, Einschränkung des Schwallbetriebs) führen jedoch eher dazu, dass die Wassernutzung beschränkt wird. Eine bloße Leistungserhöhung führt also nicht automatisch auch zu einer Erhöhung des elektrischen Arbeitsvermögens, da behördliche Auflagen es vielfach nicht erlauben, den möglichen Leistungszuwachs vollständig auszunutzen.

Vor diesem Hintergrund ist das 15 %-Kriterium für die infrage kommenden Projekte als äußerst kritisch einzuschätzen. Auf ein solches Kriterium sollte im Rahmen des Gesetzes vollkommen verzichtet werden.

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

Antwort:

Hierzu verweisen wir auf die Antwort zur Frage 22 der SPD-Fraktion.

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

Antwort:

Eine Begrenzung des Förderzeitraums für Anlagen über 5 MW auf 15 Jahre ist äußerst kritisch zu bewerten. Wasserkraftanlagen sind auf eine sehr lange Nutzungsdauer von über 40 Jahren ausgelegt. Hinzu kommt, dass die durchschnittlichen Stromgestehungskosten für die meisten Projekte ohnehin oberhalb der vorgesehenen Vergütungssätze liegen. Eine Ungleichbehandlung zwischen kleiner und großer Wasserkraft ist nicht zu rechtfertigen. Der Förderzeitraum sollte einheitlich auf 20 Jahre festgelegt werden.

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

Antwort:

Die Fördersätze sind ausreichend, sofern die folgenden Punkte berücksichtigt werden: Einbeziehung der Effizienzsteigerungspotenziale der großen Wasserkraft durch Herabsetzung der Steigerung des Arbeitsvermögens von 15% auf 5% und Entfall der Fördergrenze 2012. Eine Beschränkung der Förderung bis 2012 ist unvernünftig, da viele Konzessionen auch nach diesem Zeitpunkt verlängert oder erneuert werden müssen, was in der Regel zu zusätzlichen Investitionen und Betriebseinschränkungen führt. Darüber hinaus sollten Speicherkraftwerke mit einem natürlichen Zufluss ebenfalls mit in die Förderung aufgenommen werden.

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

Antwort:

Die Wasserkraft ist eine ausgereifte Technologie, die seit vielen Jahrzehnten zuverlässig eingesetzt wird. Das Potenzial für technische Neuerungen ist entsprechend gering. Gleiches gilt für das Kostensenkungspotenzial aufgrund von Skaleneffekten bei der Herstellung von Anlagenkomponenten. Aus diesem Grunde sollte die Degression bei der Wasserkraft im Gesetz entfallen. Durch die Festschreibung nominaler Fördersätze ist bereits eine reale Vergütungsdegression im Gesetz inbegriffen.

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

Antwort:

Hierzu liegt eine Auskunft des BAFA im Zusammenhang mit einer Kleinen Anfrage der CDU/CSU-Fraktion zur EEG-Härtefallregelung vor. Weitergehende Informationen stehen dem VDEW nicht zur Verfügung.

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

Antwort:

Siehe Antwort zu Frage 51.

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

Antwort:

Die Zusammenstellung und Testierung der Daten durch die privilegierten Unternehmen ist im Vergleich zur Entlastung zu vernachlässigen. Allerdings ist der administrative Aufwand der Netzbetreiber im Zusammenhang mit den Testierungen und der Abwicklung der Privilegierung erheblich.

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

Antwort:

Hinsichtlich der im Gesetzentwurfs vorgesehenen Privilegierung kann das Volumen nicht abgeschätzt werden, da es konkret davon abhängig ist, wie viele der zahlreichen, zu privilegiierenden Unternehmen von der Privilegierungsmöglichkeit Gebrauch machen werden.

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

Antwort:

Die Wettbewerbsnachteile aus der EEG-Belastung werden durch die Härtefallregelung teilweise gemildert. Für große Stromabnehmer ergeben sich durch die Mindestbelastung von 10% jedoch erhebliche Verschlechterungen gegenüber der aktuellen Regelung.

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

Antwort:

Die Netzkapazität zur Aufnahme von EEG-Strom erreicht bereits jetzt in Gebieten hoher Windstromeinspeisung ihre Grenzen. Hier kann es bei voller Einspeisungsleistung zu einer Überlastung der Netzbetriebsmittel kommen, die eine lokale Abschaltung des überlasteten Netzes zur Folge hätte. Dieses Problem würde durch den Zubau weiterer EEG-Einspeisekapazität noch verschärft.

Um daher weiterhin eine hohe Versorgungssicherheit aufrecht erhalten zu können, ist derzeit bei den begrenzten Netzkapazitäten ein Erzeugungsmanagement des Netzbetreibers erforderlich. Dabei wird vorübergehend in Zeiten hoher Windstromeinspeisung die Einspeisungsleistung der Windenergieanlagen gedrosselt. Insbesondere in

Gebieten bzw. in Situationen mit hoher Einspeisung und geringer Last ist dies relevant (vgl. hierzu auch die Antwort auf die Frage 10 der SPD-Fraktion).

Der bereits erfolgte und künftige Windkraftausbau erfordert außerdem unbedingt einen unverzüglichen Ausbau der Netzkapazitäten. Da die derzeitigen Genehmigungsverfahren mit bis zu 12 Jahre keinen zeitnahen Netzausbau ermöglichen, ist hier dringendst eine deutliche Vereinfachung der Rahmenbedingungen für den Netzausbau und -betrieb vorzunehmen (vgl. hierzu auch die Antwort auf die Frage 21 der CDU-Fraktion).

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

Antwort:

§ 14 des Gesetzentwurfs stellt sicher, dass Strom, der in Arealnetzen erzeugt und dort an einen Dritten verkauft wird, mit der EEG-Umlage belastet werden kann.

Gemäß § 11 Abs. 4 Satz 1 EEG (derzeitige Fassung) und der hierzu ergangenen Rechtsprechung des BGH ist jegliches Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das Strom an Letztverbraucher liefert, unabhängig von seiner möglicherweise vorhandenen Eigenschaft als Netzbetreiber verpflichtet, am EEG-Belastungsausgleich teilzunehmen. Schon jetzt hat ein Versorgungsunternehmen, das Strom in einem Arealnetz erzeugt und an Dritte liefert, entsprechend Strom aus dem EEG-Belastungsausgleich abzunehmen. Da § 11 Abs. 4 Satz 1 EEG (derzeitige Fassung) genauso wie § 14 Abs. 3 Satz 1 des Gesetzentwurfs nicht nach der Charakteristik des betreffenden Versorgungsnetzes differenziert, aus dem der Kunde versorgt wird, sind Versorgungsunternehmen, die Stromkunden über ein „Arealnetz“ versorgen, sowohl derzeit als auch künftig verpflichtet, entsprechend am EEG-Belastungsausgleich teilzunehmen. Die betreffenden Kunden sind somit weder derzeit noch künftig von der EEG-Umlage befreit.

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

Antwort:

Die Kosten der eingeleiteten EEG-bedingten Netzausbaumaßnahmen liegen nach den dem VDEW vorliegenden Informationen bundesweit im dreistelligen Millionen-Euro-Bereich. Bis 2010 sind danach bei einem Windkraftausbau auf 25.000 MW Investitionen von ca. 500 Mio. € erforderlich.

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

Antwort:

Die EEG-bedingten Einflussfaktoren auf die Netznutzungsentgelte sind insbesondere die Kosten für Regenergie und Netzausbau. Die zukünftige Entwicklung dieser Kosten hängt dabei in besonderem Maße vom weiteren Ausbau der regenerativen Stromerzeugung – insbesondere Windstromerzeugung – ab. Belastbare Zubauszenarien sowie weitergehende Zahlen über die Entwicklung des Regenergieaufwandes können nach Vorliegen der Ergebnisse der dena-Netzstudie abgeleitet werden (vgl. Frage 37 der SPD-Fraktion).

Grobe Abschätzungen gehen allerdings davon aus, dass unter Berücksichtigung der heutigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen die Netzkosten im Höchstspannungsnetz bei einem Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 20 % um mindestens 40 % gegenüber 2004 ansteigen werden.

Es ist weiterhin davon auszugehen, dass bereits die Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien bis 2010 auf 12,5 % einschneidende Auswirkungen auf die heutige Netzkonfiguration hat. 12,5 % bedeuten ca. 60 TWh jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, was eine Verdoppelung der heutigen Strommenge bedeutet. Da der entscheidende Zuwachs bei der on-shore-Windkraft erfolgen soll, heißt das mindestens eine Verdoppelung der heute installierten Leistung auf dann etwa 30 GW. Das entspricht mehr als 30 % der heutigen Höchstlast.

Da der Großteil der Erzeugung (eingeschlossen off-shore) am nördlichen Rand des Übertragungsnetzes installiert werden dürfte, wird das Prinzip der verbrauchsnahe Erzeugung verlassen. Die Folge sind Stromferntransporte in den industriestarken Süd- und Südwestraum. Dazu sind mindestens 1.500 km Höchstspannungstrassen zu errichten. Eine weitere Erhöhung des Anteils von EEG bis 2020 kann ohne herausragende Innovation auf dem Gebiet der Speichertechnologie nicht mehr mit einem vernünftigen Aufwand auf Seiten des Netzausbaus realisiert werden.

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

Antwort:

Der durch das EEG (insbesondere durch die Einspeisung aus Windenergieanlagen) verursachte Regelenergieaufwand liegt bundesweit heute bei mehreren 100 Mio. Euro pro Jahr (vgl. Frage 37 der SPD-Fraktion).

Der Aufwand zur Ausregelung entsteht nicht ausschließlich aus der zur Balanceregulierung durch die ÜNB vorgehaltenen Regelleistung. Ein entscheidender Anteil entsteht dadurch, dass die Windeinspeisung in keiner Korrelation zum Verbrauch steht. Darüber hinaus müssen konventionelle Kraftwerke als Ersatzleistung bei Abflauen des Windes und zur Spannungsregelung parallel zu den Windenergieanlagen in Betrieb gehalten werden.

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

Antwort:

Die künftige Entwicklung der Regelenergiekosten ist von einer Vielzahl von Faktoren abhängig, die heute nicht abschließend bewertet werden können. Generell kann jedoch von weiterhin steigenden Kosten ausgegangen werden, die insbesondere auch durch den stetig wachsenden Bedarf an EEG-bedingter Regelenergie bestimmt werden.

Weitergehende Zahlen über die Entwicklung des Regelenergieaufwandes können nach Vorliegen der Ergebnisse der dena-Netzstudie abgeleitet werden. (vgl. Frage 37 der SPD-Fraktion).

Bis 2011 dürften die Kosten mit dem angenommenen Ausbauszenario auf etwa 1.500 Mio. € anwachsen. Der veränderte Horizontalausgleich wird dabei lediglich eine andere Verteilung dieser Kosten, die derzeit im wesentlichen bei E.ON Netz und Vattenfall Europe Transmission anfallen, auf alle ÜNB bewirken.

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

Antwort:

Der bundesweite Belastungsausgleich des EEG schließt heute nur die EEG-Strommengen und die entsprechenden Vergütungszahlungen, die die Netzbetreiber an die EEG-Anlagenbetreiber zu zahlen haben, ein. Weitergehende, aus der Umsetzung des EEG für die Netzbetreiber resultierende Belastungen verbleiben demgegenüber bei den jeweils aufnahmepflichtigen Netzbetreibern.

Auf Grund der bundesweit stark ungleich verteilten Windstromeinspeisung haben Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit einer hohen Windstromeinspeisung innerhalb ihres Gebiets daher entsprechend auch einen überdurchschnittlich hohen Bedarf an windbedingter Regelergie mit entsprechend hohen Kosten zu tragen. In Deutschland betrifft dies aktuell insbesondere die Übertragungsnetzbetreiber E.ON Netz und Vattenfall Europe Transmission. In Konsequenz führt dies zu einer höheren Belastung der Netznutzungsentgelte in diesen "windstarken" Gebieten und damit zu Standortnachteilen bzw. einer Ungleichbehandlung der Netzkunden in diesen Gebieten hoher Windstromeinspeisung.

Durch § 14 des Gesetzentwurfs wird ein bundesweiter Ausgleich der EEG-Strommengen erreicht. Allerdings fehlt die erforderliche Regelung zur Einbeziehung der entsprechenden Kosten in den EEG-Wälzungsmechanismus

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

Antwort:

Derzeit werden die entsprechenden Kosten über die Netznutzungsentgelte auf die Netzkunden der jeweils betroffenen Netzgebiete sozialisiert. Verursachungsgerecht bedeutet aber, dass der Verursacher von Kosten hierfür in Anspruch genommen wird. Daher müssten die Anlagenbetreiber diese Kosten tragen. Nach dem geltenden EEG und dem aktuellen Gesetzentwurf ist dies gerade ausgeschlossen. Unter dem Augenmerk, dass künftig die Erneuerbaren Energien eine tragende Säule der Stromversorgung bilden sollen, ist eine Kostentragung durch die Anlagenbetreiber aber sachgerechter.

Eine sachgerechte Weitergabe der Regelergiekosten könnte man durch eine Wälzung der Kosten im EEG erreichen. Bei den Netzausbaukosten wäre es sachgerecht und verursachungsgemäß, wenn diese Kosten – unabhängig vom späteren Eigentum an der Leitung – vom Anlagenbetreiber getragen werden, z. B. im Form von Baukostenzuschüssen, wie dies normalerweise bei anderen Stromerzeugungsanlagen erfolgt. Die im Gesetzentwurf an mehreren Stellen vorgesehene Kostentragung des Netzbetreibers insbesondere für Anschlussleitungen, die in seinem Eigentum stehen oder stehen werden, ist unverhältnismäßig, weil Netzbetreiber das Eigentum an diesen Leitungen häufig nur deshalb übernehmen, weil Anlagenbetreiber es ausdrücklich nicht wollen. Entsprechende Ausweitungen der Kostentragungspflicht der Netzbetreiber gegenüber dem geltenden EEG sind folglich unnötig und daher nicht vorzunehmen.

Außerdem könnten die Anlagenbetreiber verpflichtet werden, aufgrund von vorher festgelegten Fahrplänen einzuspeisen. Dies würde gewährleisten, dass die Kosten durch Abweichungen zwischen der prognostizierten und tatsächlichen Einspeisung durch den jeweiligen Einspeiser getragen werden.

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

Antwort:

Das Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen geht in entsprechenden Gutachten davon aus, dass bis 2016 bis zu 1.500 km neue Hoch- und Höchstspannungstrassen in Deutschland erforderlich sein werden. Weitergehende Zahlen über den erforderlichen EEG-bedingten Netzausbau werden im Rahmen der dena-Netzstudie erwartet.

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

Antwort:

Aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus ist die Geothermie sinnvollerweise eher zur Wärmeerzeugung zu nutzen, als zur Stromerzeugung.

- 66. In welchen Zeiträumen kann dieses Potenzial erschlossen werden?**

Antwort:

Hierzu kann VDEW keine Antwort abgeben.

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

Antwort:

Hierzu verweisen wir auf die Antwort auf Frage 65.

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

Antwort:

Hierzu verweisen wir auf die Antwort auf Frage 65.

- 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?**

Antwort:

Gemäß § 20 des Regierungsentwurfs soll der Erfahrungsbericht nur noch Auswirkungen auf die Höhe der Vergütungen und der Degressionssätze entsprechend der technologischen und Marktentwicklung für *nach* dem Zeitpunkt der Vorstellung des Erfahrungsbe-

richtes in Betrieb genommene Anlagen haben. Da verfassungsrechtlich die Korrektur von zu Überförderungen führenden Vergütungssätzen auch für in der Vergangenheit in Betrieb gegangene Anlagen erforderlich ist, muss § 20 Abs. 1 des Gesetzentwurfs entsprechend angepasst werden.

Außerdem ist der Berichtszeitraum von vier Jahren angesichts der fortschreitenden technologischen Entwicklung der betreffenden Anlagen nicht geeignet, weshalb die ursprüngliche 2-jährige Berichtsfrist wieder eingeführt werden sollte.

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

Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

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

Antwort:

Das Erreichen des Ausbauziels 12,5 % bis 2010 stellt extreme Anforderungen an die Netzinfrastruktur. Schon heute ist die Aufnahmegrenze für Windenergie in einigen Netzbereichen erreicht. Auch die Probleme im Zusammenhang mit Regel- und Ausgleichsleistung verstärken sich zunehmend. Auch wenn der bisherige Ausbaupfad sowie die theoretischen Potenziale das Erreichen des Ziels bis 2010 angebotsseitig als möglich erscheinen lassen, sind unbedingt die Herausforderungen im Zusammenhang mit der Integration der Anlagen in das bestehende System zu lösen (insbesondere Regel-/ Ausgleichsleistung und Netzausbau).

Für 2020 sind kaum realistische Vorhersagen möglich, da die technischen Möglichkeiten bis dahin noch nicht absehbar sind. Auf jeden Fall wird sich jedoch das geschilderte Problem der begrenzten Netzinfrastruktur im Zuge des langfristig geplanten Offshore-Windausbaus weiter verschärfen (vgl. Antworten zu Fragen 9, 58 ff. der SPD-Fraktion und Antwort zu Frage 37 der CDU-Fraktion).

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

Antwort:

Angesichts der heute noch sehr hohen spezifischen CO₂-Vermeidungskosten der regenerativen Stromerzeugung auf Basis von Wind, Sonne, Geothermie und Biomasse ist das EEG derzeit weniger aus Sicht des Klimaschutzes, sondern vielmehr aus Sicht des Innovationsgedankens zu verstehen. Effektiver Klimaschutz könnte kostengünstiger in anderen Sektoren (z. B. durch Modernisierung bestehender konventioneller Kraftwerke und im Gebäudebereich und Verkehrssektor) realisiert werden.

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

Antwort:

Die EG-Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt wird mit dem EEG vollständig umgesetzt und in erheblichem Maße übererfüllt.

4. Wie sind die finanziellen Auswirkungen dieser Ausbauziele?

Antwort:

Die finanziellen Auswirkungen der Ausbauziele lassen sich derzeit nur für die folgenden Jahre mit hinreichender Sicherheit bestimmen. Für das Jahr 2003 wurden bereits allein für den eingespeisten EEG-Strom Zahlungen in Höhe von etwa 2,7 Mrd. € geleistet. Das bedeutet bei einer Verdoppelung in 2010 ein Volumen von etwa 5,5 bis 6 Mrd. €. Hinzu kommen Kosten aus erforderlichem Netzausbau und EEG-Ausgleich in Höhe von weiteren mindestens 1,5 Mrd. €.

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

Antwort:

Deutschland nimmt eine Vorreiterrolle bei der Förderung der erneuerbaren Energien ein und geht deutlich über die Anforderungen der EG-Richtlinie 2001/77/EG hinaus. Hiermit ist aber auch ein hoher Aufwand (Kosten) verbunden. In keinem anderen Land sind die Mehrkosten für die Stromverbraucher so hoch wie in Deutschland. Dies wird auch durch die kürzlich veröffentlichte EURELECTRIC-Studie bestätigt.

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

Antwort:

Ausschreibungsverfahren für Offshore-Windenergieanlagen in Verbindung mit einem Zertifikatssystem (Quote) werden erfolgreich eingesetzt. Gleichfalls haben einige EG-Mitgliedsländer (z.B. UK) erfolgreich ein Zertifikatesystem eingeführt.

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

Antwort:

Da die deutschen Anlagenbauer im Bereich Windenergie eine im internationalen Vergleich deutlich niedrigere Exportquote (unter 30% in Deutschland im Vergleich zu über 90% bei den dänischen Herstellern) aufweisen, ist hier unbedingter Nachholbedarf.

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

Antwort:

Siehe Antwort zu Frage 1 der SPD-Fraktion

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

Antwort:

Siehe Antwort zu Frage 1 der SPD-Fraktion

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

Antwort:

Siehe Antwort zu Frage 4 der SPD-Fraktion

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

Antwort:

Derzeit befindet sich die Offshore-Windkraft noch in einem Versuchsstadium. So liegen z.B. noch keine Langzeiterfahrungen mit Offshore-Anlagen vor. Die Offshore-Windkraft ist daher mit großen Unsicherheiten behaftet (z.B. bei der Haltbarkeit der Anlagen unter Offshore-Bedingungen). Daher sollten bei dieser neuen Technik zunächst Erfahrungen gesammelt werden, bevor der Vorstoß in Gebiete mit erschwerten Nutzungsbedingungen gewagt wird. Nur so lassen sich Stranded Investments aufgrund technischer Mängel vermeiden. Eine massive Förderung zur Erschließung küstenferner Gebiete mit großen Wassertiefen ist daher nicht sinnvoll.

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

Antwort:

Ob die Belange des Naturschutzes in angemessener Weise berücksichtigt werden können, ist derzeit noch offen. In diesem Zusammenhang gibt es zahlreiche Forschungsprojekte, die noch nicht abgeschlossen sind. Entsprechend den Ergebnissen dieser Forschungsvorhaben ist zu beurteilen, ob die bestehenden Regelungen für Genehmigungsverfahren eine hinreichende Grundlage für die Ermittlung und Bewertung der Umweltauswirkungen von Offshore-Anlagen darstellen.

Ein genereller Ausschluß der Nutzung der Windenergie in Gebieten, die nach der FFH-Richtlinie ausgewiesen werden (sog. Natura-2000-Gebiete) ist nicht zu befürworten. Die Gebietsausweisung muß nicht in jedem Fall aus Gründe des Vogelschutzes erfolgen. Erfolgt die Ausweisung im Einzelfall aus Gründe des Vogelschutzes, bietet das FFH-Regime eine hinreichende Grundlage, vogelgefährdende Anlagen nicht zuzulassen.

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

Antwort:

Hierzu verweisen wir auf die Antwort zu Frage 29 der Fraktion CDU/CSU. Das Repowering-Potenzial ist in Deutschland derzeit aufgrund der erst in den letzten Jahren in erheblicher Zahl errichteten Windenergie-Anlagen eher gering. Erst zum Ende des Jahrzehnts hin kann mit gewissen Ersatzinvestitionen gerechnet werden.

- 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?**

Antwort:

Siehe Antwort zu Frage 7 der SPD-Fraktion

zu III. Bioenergien

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

Antwort:

Der Altholz-Bereich ist zum größten Teil bereits ausgeschöpft. Die massive Förderung der Biomasse-Nutzung im EEG hat zu Marktverzerrungen auf dem Biomasse-Markt (insbes. Holz) geführt, so dass die stoffliche Verwertung (Papier-, Zellstoff-, Möbelindustrie) bereits benachteiligt wird.

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

Antwort:

Die Verkürzung des Förderzeitraumes von 20 auf 15 Jahre für Biomasse-Anlagen bedeutet eine Reduzierung der durchschnittlichen Fördersätze. Grundsätzlich ist es unerheblich, ob über einen Zeitraum von 15 Jahren mit einem höheren Satz oder aber über einen Zeitraum von 20 Jahren mit einem niedrigeren Satz gefördert wird. Die nun vorgesehene Verkürzung des Förderzeitraumes wird nur bei Kleinanlagen durch eine Anhebung der Vergütung kompensiert.

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

Antwort:

Eine sinnvolle Alternative zur energetischen Nutzung der Biomasse zur EEG-geförderten Stromerzeugung ist die Nutzung zur lokalen Wärmeerzeugung. Hierdurch

würde ein ökologisch sinnloser und durch das EEG unterstützter „Biomasse-Tourismus“ vermieden.

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

Antwort:

Ziel muss es sein, die erneuerbaren Energien effizient zu nutzen. Ein Vergütungszuschlag für nachwachsende Rohstoffe führt zu Verzerrungen zwischen den verschiedenen erneuerbaren Energien.

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

Antwort:

Das Gesetz darf keine Technologieförderung enthalten. Gegebenenfalls sind direkte staatliche Technologiefördermaßnahmen zielgerichtet anzuwenden.

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

Antwort:

Die Kraft-Wärme-Kopplung bewirkt eine effiziente Brennstoffnutzung. Die KWK-Förderung sollte jedoch nicht bruchstückhaft im EEG integriert werden.

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

Antwort:

Hierzu verweisen wir auf das zu diesem Thema erstellte Gutachten der Uni Stuttgart (Dr. Nitsche), das wir bei Bedarf gerne übersenden.

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

Antwort:

Je höher die neben den ohnehin schon bestehenden naturschutzrechtlichen Anforderungen zu erfüllenden Voraussetzungen des EEG ausfallen, desto teurer wird die Stromproduktion in den betreffenden Anlagen. Die Höhe und Länge der Förderung bestimmt folglich, ob die speziellen Voraussetzungen des EEG erfüllt werden können oder nicht. Nach diesem Ergebnis richtet sich die Realisierung der Erweiterung oder Modernisierung der Anlage. Aufgrund der langen Nutzungs- und Abschreibungsdauer von Wasserkraftanlagen sollte für diese die Begrenzung der Förderungsdauer folglich einheitlich auf 20 Jahre festgelegt werden. Es gibt keinen sachlichen Grund für die Verkürzung der

Förderdauer für große Wasserkraftanlagen. Im übrigen verweisen wir auf Frage 22 der SPD-Fraktion und auf Frage 50 der CDU/CSU-Fraktion.

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

Antwort:

Diese Frage kann nur mit Rücksicht auf den Einzelfall beantwortet werden. Hierbei wird insbesondere zu prüfen sein, ob ein vorhandenes Wehr oder eine Schwelle im Hinblick auf den Bauzustand und die Hochwassersicherheit v.a. unter Beachtung der bau- und wasserrechtlichen Anforderungen für einen entsprechenden Ausbau oder eine Modernisierung geeignet ist bzw. welche zusätzlichen Kosten durch entsprechende Auflagen entstehen. Generell stellen die vorgesehenen Vergütungssätze eher die Untergrenze der für die Wirtschaftlichkeit erforderlichen Vergütungssätze dar. Hierzu verweisen wir auch auf die Fragen 23 f. der SPD-Fraktion.

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

Antwort:

Der Nachweis der Verbesserung des ökologischen Zustandes als Fördervoraussetzung im EEG ergänzend zur Genehmigungspraxis der Bundesländer ist nicht erforderlich. Die Behörden haben bei der Erteilung einer Genehmigung ohnehin die geltenden Vorschriften zu beachten. Die im EEG zitierten Kriterien der EG-Wasserrahmenrichtlinie sind jedoch mittlerweile im Bundes- und Landesrecht umgesetzt. Ein zusätzlicher Nachweis ist daher nicht sinnvoll. Auch bei den anderen Energieträgern werden Anforderungen des Naturschutzes bei der Genehmigung, nicht jedoch als Fördervoraussetzung im EEG, berücksichtigt. Eine ausdrückliche Einbeziehung im EEG führt außerdem zu Unklarheiten bei der administrativen Kompetenz und so zu einem erhöhten Aufwand für die Anlagenbetreiber. Im übrigen verweisen wir auf Frage 22 der SPD-Fraktion.

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

Antwort:

Da bei Wasserkraftanlagen technikbedingte Effizienzsteigerungen nur noch sehr begrenzt möglich sind, sind entsprechende Anreize für eine solche Degression nicht gegeben. Im übrigen verweisen wir auf die Antwort zu Frage 50 der CDU-Fraktion.

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

Antwort:

Diese Frage muss verneint werden. Für alte kleine Wasserkraftanlagen ist die Hürde von 15 % unerreichbar, weil durch die Modernisierung geänderte wasserrechtliche Anforderungen eingehalten werden müssten, z.B. hinsichtlich des Durchflusses und der Fallhöhe (vgl. Frage 46 der CDU/CSU-Fraktion). Da die Wasserwege und Hochwasserschutzmaßnahmen bei alten Anlagen meist in die urbane Entwicklung integriert worden sind, ist darüber hinaus eine nachträgliche Veränderung dieser Rahmenbedingungen

nicht möglich. Da die verschärften ökologischen Auflagen die Menge des erzeugten Stroms vermindern, bspw. durch höhere Restwassermengen und Fischpässe, werden Wirkungsgradverbesserungen von 15 % durch Einsatz modernster Technologie nicht erreicht.

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

Antwort:

Die Einbeziehung der „Großen Wasserkraft“ (Modernisierung) ist grundsätzlich zu begrüßen, allerdings werden die sehr restriktiven Fördervoraussetzungen eine Erschließung des bestehenden Potenzials voraussichtlich weitestgehend verhindern. Insbesondere das 15%-Kriterium stellt für zahlreiche Projekte eine zu hohe Hürde dar (vgl. Frage 46 der CDU/CSU-Fraktion). Da es sich sachlich auch nicht begründen lässt (in der dazu zitierten Fichtner-Studie findet sich das 15%-Kriterium nicht), sollte es vollständig entfallen. Darüber hinaus stellt die Befristung auf 2012 angesichts der langen Planungs- und Genehmigungszeiten für viele Projekte eine unüberwindbare Hürde dar. Eine Beschränkung der Förderung bis 2012 ist nicht sachgemäß, da viele Konzessionen auch nach diesem Zeitpunkt verlängert oder erneuert werden müssen, was in der Regel zu zusätzlichen Investitionen und Betriebseinschränkungen führt. Diese Frist sollte daher entfallen oder deutlich verlängert werden. Darüber hinaus sollten Speicherkraftwerke mit einem natürlichen Zufluss ebenfalls mit in die Förderung aufgenommen werden. Schließlich sind – wie auch bei der „Kleinen Wasserkraft“ die ökologischen Kriterien der Wasserrahmen-Richtlinie im EEG verfehlt und sollten. Sie sind im Rahmen der Genehmigung von Anlagen ohnehin zu erfüllen, weshalb sie an dieser Stelle entfallen sollten.

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

Antwort:

Eine VDEW-Kurzerhebung hat 13 konkrete Projekte zu Modernisierung/Erweiterung von Wasserkraftanlagen über 5 MW identifiziert. Dies entspricht einer zusätzlich zu installierenden Leistung von 300 MW und einer zusätzlichen Einspeisung von 1,5 Milliarden kWh pro Jahr. Bedauerlicherweise werden die meistens Projekte eine Erhöhung des elektrischen Arbeitsvermögens um mindestens 15 % nicht realisieren können. Zwar sind gewisse Leistungssteigerungen bei Modernisierungen möglich, doch erbringen Leistungssteigerungen in der Praxis nicht im gleichen Maße eine Steigerung des Arbeitsvermögens. Dies liegt an behördlichen Auflagen (z. B. Restwassermengen, Rechenabstand, Anströmgeschwindigkeit), die ein volles „Ausfahren“ der zusätzlichen Leistungen häufig verhindern (vgl. Frage 46 der CDU/CSU-Fraktion). Aus diesem Grund sollte das Kriterium vollständig entfallen.

Weiterhin ist jede Wirkungsgraderhöhung mit einer gewissen, nicht steuerbaren Unsicherheit behaftet, so dass die Leistungserhöhung niedriger als prognostiziert ausfallen kann. Die Vorgabe einer strikten Grenze für die Leistungserhöhung würde daher die Gefahr von Stranded Investments bedeuten, was zu einer Nichtdurchführung der Leistungserhöhung führen würde. Auch bei Wegfall der Erhöhungsgrenze würden aufgrund des hohen administrativen und finanziellen Aufwands nur Projekte mit einer deutlichen Leistungserhöhung realisiert.

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

Antwort:

Für die nächste Investitionsperiode sind hohe Investitionssummen für die Erneuerung der großen Wasserkraftanlagen notwendig. Angesichts des hohen Kapitalbedarfs und der sehr langen Nutzungsdauern stellen Wasserkraftanlagen im Vergleich zu anderen Energiewandlungsanlagen eine Besonderheit dar. Derzeit kann beobachtet werden, dass die strikte Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie nicht nur den weiteren Ausbau sondern auch den Bestand bedroht.

Die europäischen Vorgaben werden einseitig zu Gunsten der Ökologie und zu Lasten der CO₂-freien Stromerzeugung aus Wasserkraft umgesetzt. Durch zusätzliche Auflagen (z. B. Verringerung der Anströmgeschwindigkeit, Verringerung der Rechenabstände) erhöhen sich einerseits die Kosten für die Betreiber, andererseits verringert sich das Arbeitsvermögen der Wasserkraftanlagen. Erschwerend kommen zahlreiche öffentlich-rechtliche Belastungen für die Wasserkraft hinzu (z. B. Schleusenbetrieb, Gewässerschutz, Hochwasserschutz). Politisches Ziel muss es sein, diese Sonderaufgaben abzubauen oder – wie in anderen Bereichen längst üblich – zu vergüten. Zu diesen Belastungen kommen noch solche hinzu, die aufgrund der üblichen langen Konzessionszeiten durch relativ hohe Reinvestitionen in die Elektro- und die Leittechnik als auch in den mechanischen Bereich entstehen.

Das als Anlage beigefügte „Energie Kompakt – Chancengleichheit für die Wasserkraft – verdeutlicht diese Zusammenhänge.

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

Antwort:

Hierzu kann VDEW keine Antwort abgeben.

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

Antwort:

Die Transparenzeinschränkung für Kosten, die sich aus der EEG-Veredelung ergeben, ist nicht nachvollziehbar. Werden die Kosten so ausgewiesen, wie § 15 des Gesetzentwurfs dies derzeit vorsieht, führt dies zu einer erheblichen Verschleierung der tatsächlich anfallenden Kosten. Eine transparente Ausweisung aller Kosten und eine vertikale Wälzung auch der Regenergiekosten ist daher anzustreben.

Die Beschränkung der nach EEG auszuweisenden Kosten auf die gezahlten Entgelte für den eingespeisten Strom führt zu einer Verschleierung der tatsächlichen Kosten des EEG-Stroms einerseits und andererseits zu einer Schwächung der besonderen Ausgleichsregelung nach § 16 des Gesetzentwurfs („Härtefallregelung“).

§ 15 des Gesetzentwurfs („Transparenz“) führt außerdem durch die sachlich falsche Definition des Begriffes „Differenzkosten“ und durch das Verbot, Kosten gesondert anzu-

zeigen, die bei den Netznutzungsentgelten in Ansatz gebracht werden können, gerade zu einer Intransparenz der aus dem Gesetz resultierenden Belastungen. Die Regelung sollte deshalb gestrichen werden. Das Doppelvermarktungsverbot in § 18 des Gesetzesentwurfs ist dagegen sinnvoll und nicht weiter präzisierungsbedürftig, wengleich diese Regelung in der Praxis erfahrungsgemäß nicht jeden Missbrauch verhindern wird.

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

Antwort:

Eine wesentliche Intention des EEG ist die gerechte Verteilung der Lasten aus dem EEG auf alle Letztverbraucher. Die derzeit gesetzlich festgelegte bundeseinheitliche Verteilung der EEG-Strommengen und -Einspeisevergütungen auf alle Versorgungsunternehmen berücksichtigt dabei allerdings nicht weitere durch die Umsetzung des EEG entstehende Kosten.

Über einen unverzüglichen Ausgleich der EEG-Strommengen wird eine Annäherung der ÜNB-Ausgleichslieferungen an den tatsächlichen Verlauf der EEG-Einspeisung erreicht. Dies gewährleistet eine gleichmäßige Verteilung des EEG-bedingten Regelenergiebedarfs auf alle Übertragungsnetzbetreiber. Im Ergebnis können so alle Stromverbraucher, die die Kosten des EEG-bedingten Regelenergiebedarfs über die Netznutzungsentgelte zu tragen haben, gleichmäßiger belastet werden, unabhängig davon, ob sie sich zufällig in windreichen oder windarmen Regionen befinden.

Der Ausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern ist so zu regeln, dass alle für den Ausgleich notwendigen Daten den anderen Übertragungsnetzbetreibern unmittelbar zur Verfügung gestellt werden. Das ist z.B. durch eine fortlaufende Übertragung von gemessenen Leistungswerten möglich. Darüber hinaus ist durch die Anwendung anerkannter Prognoseverfahren, wie z. B. der Einspeisungsprognosen der ISET, sicherzustellen, dass die Vielzahl der nicht erfassten Windkraftanlagen durch Hochrechnung beim Ausgleich berücksichtigt werden.

Im übrigen verweisen wir auf die Antwort auf Frage 38 der SPD-Fraktion.

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

Antwort:

Hierzu kann VDEW keine Antwort abgeben.

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

Antwort:

Eine bessere Integration würde sich durch ein gesetzlich geregeltes Erzeugungsmanagement ergeben, das dem Netzbetreiber in kritischen und außergewöhnlichen Situationen eine Einflussnahme auf die betreffenden Anlagen erlaubt. Dies wäre sowohl für den notwendigen Netzausbau als auch für den Regelenergiebedarf vorteilhaft.

Die Möglichkeit der Einschränkung des Vorrangprinzips durch Vertragsabschluss reicht zur künftigen Optimierung der netztechnischen Integration von Strom aus Windenergie und Strom aus Bioenergie nicht aus, da diese Art der Einschränkung praktisch nicht

durchsetzbar sein wird. Der Anlagenbetreiber muss aufgrund der Gewährleistung der Versorgungssicherheit gesetzlich verpflichtet werden, die Einspeisungsleistung seiner Anlagen zu begrenzen, wenn die drohende Überlastung von Netzbetriebsmitteln dies erfordert.

Hierzu verweisen wir auch auf die Antwort zu Frage 10 der CDU/CSU-Fraktion.

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

Antwort:

Die Kosten für den EEG-bedingte Regelenergiebedarf können durch den zeitnahen Ausgleich der EEG-Strommengen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern gleichmäßig umgelegt werden. Hierzu verweisen wir auf die Antwort auf Frage 38 der SPD-Fraktion.

Eine weitere Möglichkeit, den Regelenergiebedarf zu senken, besteht künftig möglicherweise, wenn die EEG-Anlagen, z.B. durch Hinzunahme von Speichertechnologien, ihre Einspeisung vergleichmäßigen. Derzeit liegt keine ausgereifte, angemessen finanzierbare Technik vor.

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

Antwort:

Für die Erbringung von Regelenergie sind hohe technische Anforderungen zu erfüllen, die im allgemeinen eine Poolung von EEG-Anlagen erfordern, um die aufgrund der Systemsicherheit unabdingbare 100 %ige Zeit- und Arbeitsverfügbarkeit sicherzustellen. Diese Voraussetzungen können durch einen großen Teil der EEG-Anlagen (z.B. Windkraftanlagen) nicht erfüllt werden.

Außerdem steht der Gesetzestext und die Förderung selbst einer Beteiligung an der Bereitstellung der Regelenergie entgegen. Da Leistungsregelung bedeutet, einen Teil der erzeugbaren Leistung für Regelungszwecke nicht zu erzeugen, wäre eine Regelungsbeteiligung für den Anlagenbetreiber neben den Kosten für die erforderliche Ausrüstung erlösmindernd.

Grundsätzlich sind zwei Wege denkbar, mit denen generell das Interesse der Anlagenbetreiberseite stimuliert wird.

- Abkehr vom Prinzip fester Einspeisungsvergütung und Zahlung von Zuschlägen oder
- Bonus-/Malus-Verfahren für tatsächliche Regelbarkeit.

Beide Verfahren bedeuten eine Abkehr von der heutigen Fördermethodik. Bei der Windkraft, deren Teilnahme an Regelungsaufgaben wegen der absoluten Höhe der installierten Leistung wohl am interessantesten wäre, besteht wie vorstehend dargestellt zuerst das Problem, die heute zu wenig verlässliche Einspeisung zu qualifizieren.

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

Antwort:

Die allein auf Vertragsbasis mögliche Einschränkung des Vorrangprinzips ist unzureichend (vgl. Frage 33 der SPD-Fraktion und Frage 34 der CDU-Fraktion). Außerdem hat die Abnahmepflicht der Netzbetreiber bei Errichtung von Windenergieanlagen in Naturschutzgebieten (§ 10 Abs. 7 des Gesetzentwurfs) zu entfallen. Gleichfalls muss ein Einspeisungsvertrag weiterhin die Grundlage für die Stromeinspeisung sein, da dort aufgrund der Versorgungssicherheit die technischen Bedingungen für den Anlagenbetrieb für den gesamten Förderzeitraum festgelegt werden müssen. Weil viele Anlagenbetreiber die technischen Anschlussbedingungen der Netzbetreiber grundlos ignorieren, hilft die Pflicht des Anlagenbetreibers zur Einhaltung der technischen Anforderungen des Netzbetreibers in § 13 Abs. 1 Satz 2 des Gesetzentwurfs hier nicht weiter. § 12 Abs. 1 des Gesetzentwurfs muss zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit folglich gestrichen werden.

Die Regelung zur Ausbaupflicht auf Seiten des Netzbetreibers „auf Verlangen des Einspeisewilligen“ bei Vorlage lediglich eines Vorbescheids führt zu einem erheblichen Risiko beim Netzbetreiber, der ggf. erheblichen Aufwand für einen Netzausbau im Zusammenhang mit später nicht realisierten Vorhaben betreiben muss. Hier ist darauf zu verweisen, dass Baugenehmigungen und Vorbescheide stets ohne Prüfung der zivilrechtlichen Situation ergehen. Ein Ausbauverlangen sollte in jedem Fall voraussetzen, dass der künftige Anlagenbetreiber nachweist, dass er auch zivilrechtlich berechtigt ist, die Anlage zu errichten (vgl. hierzu die Antworten auf die Fragen 6 und 35 der SPD-Fraktion).

Die Regelung zur Leistungsmessung nach § 5 Abs. 1 Satz 2 des Gesetzentwurfs als negative Voraussetzung für den Wegfall der Vergütungspflicht ist konsistent. Zu Recht wird diese Leistungsmessung in der Begründung als 1/4-h-Messung vorgesehen. Um eine sinnvolle und mit geringem Aufwand verbundene Verwertung der Daten zu ermöglichen, sollte jedoch der Errichter der Messeinrichtung verpflichtet sein, die Daten entsprechend den Anforderungen des Netzbetreibers und dessen technischen Anschlussbedingungen zur Verfügung zu stellen. Es ist für eine konsistente Darstellung des tatsächlichen Aufkommens nicht ausreichend, wenn diese Daten ermittelt und „irgendwie“ aufgezeichnet werden.

Die Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft haben erhebliche Anstrengungen unternommen, um den Marktteilnehmern den erforderlichen Datenaustausch zu erleichtern. Durch eine willkürliche Verwendung beliebiger Datenformate würden die erfolgreichen Standards, die sich in der Abwicklung der Geschäftsprozesse etabliert haben, konterkariert.

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

Antwort:

Mittelfristig sollte das Gesetz Anreize für die Betreiber geben, ihren Strom nach Bedarf gemäß eines vorher festzulegenden Profils einzuspeisen. Damit könnten nicht nur Regenergiekosten eingespart, sondern auch die Grundlagen für eine selbstständige Vermarktung der Strommengen gelegt werden. Im Rahmen dieser Novelle sollte zumindest

die gesetzliche Verpflichtung für die Betreiber von Windenergieanlagen eingeführt werden, bei bestimmten Engpasssituationen (z. B. Starkwind und Schwachlast), in denen die Versorgungsqualität und/oder Versorgungssicherheit gefährdet sind, die Einspeiseleistung ihrer Anlagen temporär zu drosseln.

Fragen der Fraktion der FDP

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

Antwort:

Hierzu kann VDEW keine Antwort abgeben.

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

Antwort:

Die erneuerbaren Energieträger unterscheiden sich teilweise erheblich hinsichtlich ihrer spezifischen Kosten. Daher sollte sich die Förderung auf die jeweils kostengünstigsten erneuerbaren Energieträger konzentrieren. Darüber hinaus ist insbesondere hinsichtlich des Ziels der nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung festzustellen, dass sich einige Energieträger wegen der guten Planbarkeit der Einspeisung und der hohen Verfügbarkeit gut in das bestehende System einfügen lassen. Zu diesen Energieträgern zählen Wasserkraft, Biomasse und Geothermie.

Andere Energieträger wie Windenergie und Photovoltaik verursachen aufgrund ihrer stochastischen und nur bedingt prognostizierbaren Einspeisung erhebliche Probleme. Daher sollte zukünftig im Fokus der Politik nicht nur die Förderung der eigentlichen Anlagen stehen, sondern auch die Integration der Anlagen in das bestehende System.

- 3. Wenn ja, weshalb?**

Antwort:

Siehe Antwort zu Frage 2.

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

Antwort:

Die Fotovoltaik wird auch auf lange Sicht keine wirtschaftliche Stromerzeugung in Deutschland ermöglichen. Hier sollte im Sinne der Exportförderung eher die Forschung und Entwicklung gefördert werden und nicht die eigentliche Stromerzeugung.

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

Antwort:

Die stark unterschiedlichen Vergütungssätze im Gesetzentwurf bedeuten zwangsläufig eine suboptimale Fördereffizienz. VDEW setzt sich dafür ein, innerhalb der einzelnen Energieträger keine zu starken Differenzierungen vorzunehmen, um so Anreize zu bilden, lediglich die kostengünstigsten Energieanlagen zu realisieren. Ziel sollte es schließlich nicht sein, noch die kleinsten Anlagen in den Bereich der „Wirtschaftlichkeit“ zu bringen, sondern vielmehr den Ausbau auf kosteneffiziente und langfristig am Markt überlebensfähige Technologien zu konzentrieren.

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

Antwort:

Anlagen sollten dort errichtet werden, wo die geeignetsten klimatischen und sonstigen Verhältnisse (z. B. auch Möglichkeit der Netzeinbindung) bestehen. Deutschland ist bei weitem nicht das geeignetste Land für Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie. Das EEG trägt diesem Umstand nicht Rechnung, da es zu sehr auf die Förderung in Deutschland fixiert ist. Langfristig sollte - auch vor dem Hintergrund des ab 2007 offenen EG-Binnenmarkts - ein EG-weit einheitliches Fördersystem etabliert werden. Hierzu bietet sich vor allem das Erneuerbare-Energien-Zertifikatesystem an. Darüber hinaus ist festzuhalten dass die Stromerzeugung durch Photovoltaik ohnehin auch langfristig nicht wirtschaftlich sein wird und deshalb auch systematisch eine Sonderrolle im EEG einnimmt.

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

Antwort:

Die Wirtschaftlichkeit der Anlagen hängt sicherlich ganz wesentlich von den jeweiligen meteorologischen Gegebenheiten am jeweiligen Anlagenstandort ab. Für die Marktreife sind neben der Wirtschaftlichkeit aber noch weitere Faktoren entscheidend, so z. B. die Vermarktungsmöglichkeiten des erzeugten Stroms. Es muss festgestellt werden, dass insbesondere Strom aus Windenergieanlagen derzeit aufgrund der ungesicherten Leistung und der eingeschränkten Planbarkeit der Einspeisung außerhalb des EEG kaum vermarktbar wäre und damit die Marktreife - unabhängig von den wirtschaftlichen Aspekten – noch nicht erlangt hat.

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

Antwort:

Hierzu kann VDEW keine Antwort abgeben.

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

Antwort:

Dieser Ansatz ist im Sinne der Kosteneffizienz als positiv einzuschätzen. Diesen Mechanismus könnte auch das Ziel des Klima- und Umweltschutzes aus übergeordneter Perspektive (Optimierung, Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien/andere Maßnahmen) ermöglichen.

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

Antwort:

Die spezifischen CO₂-Vermeidungskosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gemäß EEG betragen derzeit durchschnittlich rund 94 Euro je Tonne CO₂ (ohne Berücksichtigung der zusätzlichen Regelenergie- und Ausbaurkosten). Für Photovoltaikanlagen liegt dieser Wert bei über 700 Euro pro je Tonne CO₂. Experten gehen von spezifischen CO₂-Vermeidungskosten bei anderen Maßnahmen (z. B. im Gebäudebereich sowie im konventionellen Kraftwerkssektor) im Bereich von ca. 10 Euro je Tonne CO₂ aus.

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

Antwort:

Voraussetzung für einen Ersatz der jeweils gleichen kWh aus fossilen Energiequellen durch erneuerbare Energien ist, dass die Einspeisung aus erneuerbarer Energien im Vorhinein fest eingeplant werden kann. Dies ist zurzeit v.a. bei Strom aus Windenergie nicht der Fall. Einen echten Ersatz wird es daher erst geben, wenn dieses Problem (z. B. über das Entwickeln von Speichertechnologien) gelöst wird. Bis dahin ist zu berücksichtigen, dass die zur Kompensation der stochastischen Einspeisungen eingesetzten Schattenkraftwerke ineffizient arbeiten.

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

Antwort:

Aus energiewirtschaftlicher Sicht wäre dies zwar sinnvoll und zu begrüßen, doch würde dies aufgrund der schlechten Verfügbarkeit von Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen praktisch das „Aus“ dieser Techniken bedeuten.

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

Antwort:

Die im Gesetzentwurf vorgesehenen Vergütungssätze orientieren sich ausschließlich an spezifischen Kosten der Anlagen und eben nicht an der unterschiedlichen Verfügbarkeit der betreffenden Energiequellen oder gar den derzeitigen Strompreisen.

- 14. Wie bewerten Sie diesen Sachverhalt?**

Antwort:

Mittelfristig muss die Verfügbarkeit und Planbarkeit der Einspeisung aus erneuerbaren Energien ein zentrales Element der Fördervoraussetzungen und der Fördersätze werden. Nur so können Anreize gegeben werden, tatsächlich die jeweils gleiche kWh aus fossilen Energiequellen durch erneuerbare Energien zu ersetzen.

- 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?**

Antwort:

Schweden, Italien und Großbritannien

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

Antwort:

Ausschreibungsverfahren für Offshore-Windenergieanlagen in Verbindung mit einem Zertifikatssystem (Quote) werden erfolgreich eingesetzt. In Großbritannien ergibt sich aus dem Zertifikatesystem eine deutlich verbesserte Zusammenarbeit zwischen Anlagen- und Netzbetreibern.

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

Antwort:

Der Zertifikatshandel löst einen Marktmechanismus aus, da die verschiedenen erneuerbaren Energien untereinander im Wettbewerb stehen. Gegenüber dem EEG stellt er ein einfacheres System dar.

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

Antwort zu 18/19/20:

Die Quote sowie eine Pönale müssen die steuernde Wirkung übernehmen.

19. Wenn nein, weshalb nicht?

Antwort:

Siehe Frage 18.

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

Antwort:

Siehe Frage 18.

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

Antwort zu 21/22/23:

Die Fotovoltaik wird trotz Förderung auch langfristig nicht wirtschaftlich darstellbar sein. Für die übrigen erneuerbaren Energien sind verlässliche langfristige Prognosen nicht möglich.

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

Antwort:

Siehe Frage 21.

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

Antwort:

Siehe Frage 21.

24. Wodurch können Anreize zur Kostenminimierung verbessert werden?

Antwort:

Die erneuerbaren Energien sollten untereinander im Wettbewerb stehen. Bei der aufzubauende Offshore-Windkraft kann durch ein Ausschreibungsmodell (mit Vergütungsobergrenze) ein Anreiz zur Optimierung der Kosten seitens der Anlagenbetreiber gegeben werden (vgl. Antwort zu Frage 32 der CDU/CSU-Fraktion).

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

Antwort:

Der vorliegende Gesetzentwurf hat aufgrund der Ausweitung der Netzausbauverpflichtungen in § 4 Abs. 2 Satz 4 und § 13 Abs. 2 des Entwurfs und aufgrund der vielfachen Anhebung der Vergütungssätze und Sonderzuschläge erhebliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung in Deutschland. Durch die deutliche Ausweitung der Förderung und die Erhöhung der Fördersätze insbesondere bei Biomasse und Photovoltaik werden sich die EEG-bedingten Strompreisbelastungen weiter erhöhen.

Die Sicherheit der Stromversorgung in Deutschland wird darüber hinaus durch das uneingeschränkte Vorrangprinzip, durch ein fehlendes verpflichtendes Erzeugungsmanagement und durch das Verbot der Netzbetreiber, die Abnahme- und Vergütungsverpflichtungen vom Abschluss eines Einspeisungsvertrages abhängig zu machen (§ 12 Abs. 1 des Entwurfs), erheblich beeinträchtigt.

26. Wie können diesbezüglich negative Auswirkungen vermieden werden?

Antwort:

1. Verbesserung der Fördereffizienz
2. Verzicht auf vorseilende Ziele für das Jahr 2020
3. Verbindliche Festschreibung eines Erzeugungsmanagements für Windenergieanlagen bei Netzengpässen
4. Einschränkung des Vorrangprinzips für erneuerbare Energien (für den Fall, dass die Versorgungsqualität und/oder Versorgungssicherheit gefährdet ist)
5. Verbindliches Vorschreiben eines Einspeisungsvertrages
6. Verkürzung der Genehmigungsverfahren für den Bau neuer Leitungen.

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

Antwort:

Ja. Dies würde zur effizientesten Nutzung der erneuerbaren Energien führen. Langfristig sollten die unterschiedlichen Instrumentarien CO₂-Emissionshandel und Förderung der erneuerbaren Energien zu einem EU-weit einheitlichen System zusammengefasst werden.

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

Antwort:

Das EEG ist im Kontext eines europäischen Binnenmarkts äußerst bedenklich. Spätestens ab dem 01. Juli 2007, dem Zeitpunkt der vollständigen Öffnung des EG-Binnenmarkts im Strombereich, dürften die im deutschen EEG und KWK-Gesetz vorgesehenen Abnahme- und Vergütungspflichten in erheblichem Maße den Strombinnenmarkt beeinträchtigen, weil entsprechende Transaktionskapazitäten durch die partielle Netzauslastung durch diese Energien vergeben sind.

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

Antwort:

Eine Verknüpfung ist nur über eine EG-weite Harmonisierung der Förderinstrumente für die erneuerbaren Energien möglich. Als harmonisiertes Fördersystem würde sich der Erneuerbare-Energien-Zertifikatehandel anbieten.

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

Antwort:

Perspektivisch müssen die Förderung der erneuerbaren Energien und der CO₂-Emissionshandel zu einem System zusammengeführt werden.

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

Antwort:

Hierzu kann VDEW keine Antwort abgeben.

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

Antwort:

Die Erzeugung von Ökostrom-Zertifikaten im Rahmen von JI/CDM-Maßnahmen würde dies ermöglichen.

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

Antwort:

Hierzu kann VDEW keine Antwort abgeben.

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

Antwort:

Um volkswirtschaftlich und energiepolitisch unsinnige Förderungen der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und entsprechende Belastungen der Strompreise zu vermeiden, muss die Förderung Erneuerbarer Energien am Effizienzkriterium und nicht am Bedürftigkeitskriterium orientiert sein (vgl. Antwort zur Frage 26). Dies kann nur durch eine entsprechende Neuorientierung bei der Förderung erreicht werden, z. B. durch marktgebildete Vergütungssätze und einen Zuschlag, wie dies im Rahmen des KWK-Gesetzes gilt.

Die kommunale Planungshoheit würde durch ausschließliche Belassung der ökologischen Bewertung bei den lokalen Behörden statt der vorgesehenen Berücksichtigung von ökologischen Bedingungen im EEG ermöglicht.

- 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?**

Antwort:

Aus verfassungsrechtlichen Gründen müssen EEG-Vergütungssätze, bei denen eine Überförderung der betreffenden Anlagen festgestellt worden ist, reduziert werden. Ein Betreiber einer entsprechenden Anlage hat für die Zukunft keinen Anspruch auf Vergütungssätze, die zu Überförderungen führen. Diesbezüglich muss § 21 des Gesetzentwurfs angepasst werden.

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

Antwort:

Da gerade Windenergieanlagen durch die von ihnen ausgehenden Schall- und Lichtemissionen und durch die Beeinträchtigung von Natur und Landschaft zu einer Belastung für die betroffenen Bürgerinnen und Bürger führen und deshalb schon zahlreiche bau- bzw. immissionsschutzrechtliche Genehmigungen für solche Anlagen versagt worden sind, müssen die Belange der Betroffenen bei der Errichtung der Windenergieanlagen berücksichtigt werden. Eine fehlende Berücksichtigung kann die Akzeptanz der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien insgesamt gefährden.

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

Antwort:

Die Privilegierung der Anlagen zur Nutzung der Windenergie im unbeplanten Außenbereich nach dem BauGB wäre zu streichen.

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

Antwort:

Von zentraler Bedeutung für die weitere Forschung und Entwicklung im Bereich erneuerbarer Energien ist das Thema Netzintegration (Verstetigung der Windenergieeinspeisung, Speichertechnologien, Organisation und Reglementierung eines Erzeugungsmanagement) sowie die Optimierung der Erzeugungstechnologie (Erhöhung des Anlagenwirkungsgrades, verbesserte Solarzellenstrukturen, etc.).

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

Antwort:

Die Geothermie bietet aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus vor allem Möglichkeiten zur Bereitstellung von Wärme und weniger zur Erzeugung von Strom.

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

Antwort:

Hierzu kann VDEW keine Antwort abgeben.

41. Wenn nein, welche Maßnahmen wären dafür erforderlich?

Antwort:

Hierzu kann VDEW keine Antwort abgeben.

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

Antwort zu 42/43/44:

Energiewirtschaftlich ist es sinnvoll, dass der Strom bedarfsgerecht zur Verfügung steht. Die Speicherung könnte hierzu einen Beitrag liefern. Dieses gilt insbesondere für die fluktuierende Energieeinspeisung durch Windkraftanlagen. Es handelt sich hierbei jedoch um eine langfristige Perspektive und ist zur Zeit eher Gegenstand weiterer Forschungsaktivitäten. Heute sind keine entsprechenden Technologien wirtschaftlich verfügbar. Die Förderung solcher Technologien kann nicht im Rahmen des EEG geregelt werden, sondern ist, um nicht einseitig die Stromverbraucher zu belasten, aus dem allgemeinen Haushalt zu bestreiten.

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

Antwort:

Die Energieform Strom stellt bereits eine sehr hochwertige und gut transportierbare Energieform dar. Eine Umwandlung Strom-Wasserstoff-Strom ist mit hohen Verlusten (über 50%) behaftet und daher nicht sinnvoll. (Vgl. auch Antwort auf Frage 42)

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

Antwort:

Dieser Aussage ist ausdrücklich zuzustimmen (vgl. auch Antwort auf Frage 42). Derzeit ist die Speicherung von Strom allerdings mit erheblichen Kosten behaftet.

- 45. Wie bewerten Sie die Aussage, dass eine auf Energiespeicherung aufbauende Nutzung Erneuerbarer Energien der bisherigen Netzeinspeisung überlegen ist, weil hierdurch ein erheblicher Kostenvorteil dadurch realisiert werden kann, dass die anderenfalls erforderlich werdenden massiven und zusätzlichen Investitionen in eine Erweiterung der Netzkapazitäten und der Regelenergiereserve zumindest zu einem maßgeblichen Teil erübrigt werden?**

Antwort:

Derzeit sind keine Speichertechnologien verfügbar, die derartiges leisten können. Bevor über Kostenersparnisse befunden werden kann, wären zunächst die Anforderungen an die Speichertechnologie zu formulieren. Infrage kämen Technologien, die kurzzeitig große Volumina speichern können, um diese sukzessive abzugeben.

Eine Energiespeicherung, egal wie sie ausgeführt wird, verursacht zunächst Investitionsaufwendungen. Daneben entstehen im laufenden Betrieb Wirkungsgradverluste, da jede Zwischenspeicherung mehr Energie beansprucht, als rückgewinnbar ist. Gegebenenfalls treten auch Speicherverluste auf. Da sowohl die Investitionskosten als auch die Wirkungsgradverluste derzeit nicht quantifizierbar sind, ist eine Aussage über Kostenvorteile derzeit schwer zu treffen.

Faktisch würde eine wie oben skizzierte Technologie die Kosten zum Ausregeln deutlich reduzieren, da die Speicherung einen gezielten Einsatz der Energie ermöglicht. Der Netzausbau hängt davon ab, an welcher Stelle die Speicherung vorgenommen wird. Deshalb ist durchaus auch die Anwendung eines Erzeugungsmanagements in Verbindung mit einem maßvollen Netzausbau eine denkbare preisgünstige Alternative.

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

Antwort:

Die Integration des Verkehrssektors in ein klimapolitisches Gesamtkonzept ist aus gesamtenergetischer Sicht sinnvoll und notwendig. Wasserstofftechnologie stellt hierfür eine Option dar.

Bh/CW
27. Februar 2003

Positionspapier des VDEW

19. Februar 2004

Bh

Energie kompakt: „Chancengleichheit für die Wasserkraft“

Wie müssen die Rahmenbedingungen der Wasserkraftnutzung verändert werden, um Zusatzbelastungen, die nicht mit der eigentlichen Erzeugung zusammenhängen, abzubauen und neue Belastungen zu vermeiden? Wie kann die EU-Wasserrahmenrichtlinie maßvoll umgesetzt werden, ohne die bestehende Wasserkraft zu gefährden?

In dieser Ausarbeitung zeigt der Lenkungsausschuss „Wasserkraft“ des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft einen Weg auf, wie die Wasserkraft auch in dem schwierigeren Umfeld eines liberalisierten Strommarktes nachhaltig gesichert und bestehende Potenziale erschlossen werden können.

Inhalt:

<i>1 Chancengleichheit für die Wasserkraft - Zusammenfassung</i>	<u>59</u>
<i>2 Bedeutung der Wasserkraft</i>	<u>62</u>
<i>3 Schwieriges Umfeld im liberalisierten Strommarkt</i>	<u>63</u>
<i>4 Öffentlich-rechtliche Belastungen reduzieren</i>	<u>66</u>
<i>5 Ökonomie und Ökologie in Übereinstimmung bringen</i>	<u>71</u>
<i>6 Wasserrahmenrichtlinie vernünftig auslegen</i>	<u>74</u>
 <i>Anhang: Daten zur Wasserkraftnutzung in Deutschland und Europa</i>	 <u>20</u>

1 Chancengleichheit für die Wasserkraft - Zusammenfassung

Wasserkraft ist weltweit die wichtigste erneuerbare Energiequelle. Sie leistet einen **beträchtlichen Beitrag zur klimaschonenden Stromerzeugung** und passt aufgrund der hohen Verfügbarkeit gut in das bestehende Elektrizitätssystem. Ohne Wasserkraft würde es schwieriger, die nationalen Klimaschutzziele zu erreichen und die Kyoto-Verpflichtungen zu erfüllen.

Wasserkraft stellt eine kostengünstige Form der Stromerzeugung aus regenerativen Energien dar. Wasserkraftnutzung und lokaler Naturschutz können ausgewogen miteinander vereinbart werden.

Durch die **Liberalisierung der Strommärkte** haben sich die **Rahmenbedingungen** für die Wasserkraft spürbar **verschlechtert**: Auflagenbedingte Zusatzkosten können nicht mehr uneingeschränkt im Strompreis und über lange Zeiträume berücksichtigt werden. Die wegen der sehr langen Nutzungsdauern im Wasserkraftbereich für Investitionen notwendige Planungssicherheit hat stetig abgenommen.

Zusätzlich werden die Diskussionen über ein angemessenes Verhältnis zwischen Ökonomie und Ökologie durch die **Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie** bestimmt. Diese Richtlinie hat einseitig die Interessen der Gewässerökologie zum Ziel, ohne den Beitrag der Wasserkraft für

eine umweltfreundliche Stromerzeugung angemessen zu berücksichtigen. Bei der praktischen Umsetzung der Richtlinie sind die Ziele des Klimaschutzes mit den Anforderungen des Gewässerschutzes in Übereinklang zu bringen.

Generell sind **Kosten und Nutzen ökologischer Auflagen** gegeneinander abzuwägen. Dies betrifft unter anderem

- angemessene Restwassermengen (zu hohe Restwassermengen vermindern direkt die Stromerzeugung),
- keine zu geringen Rechenabstände (geringe Rechenabstände vergrößern die Rechenverluste bzw. zwingen zur Reduzierung der Anfließgeschwindigkeit – bei bestehenden Anlagen zusätzlich verbunden mit Umbauten am Einlaufbauwerk – und führen damit auch zu einer verringerten Stromproduktion; zudem erhöht sich der Aufwand für die Reinigung der Rechen),
- Durchgängigkeit nur dort, wo der Nutzen den Aufwand rechtfertigt (dies betrifft vor allem Fischaufstiegs- und Fischabstiegsanlagen).

Ein entscheidender Wettbewerbsnachteil für die Wasserkraft sind auch die öffentlich-rechtlichen Belastungen: Der Betreiber einer Wasserkraftanlage ist zum Teil verpflichtet, **öffentlich-rechtliche Aufgaben** wahrzunehmen und deren Kosten zu tragen. Dies beinhaltet unter anderem

- den Unterhalt und Betrieb von Schleusen und Wehranlagen,
- Unterhaltsverpflichtungen am Gewässer und Verkehrssicherung, z.B. für Brücken,
- Reinigung der Gewässer und Entsorgung von Schwemmgut,
- Hochwasserschutz,
- Entschädigungsleistungen für die Fischerei.

Darüber hinaus belasten Wassernutzungsgebühren die Wirtschaftlichkeit der Anlagen.

Die Bedeutung der Wasserkraft als erneuerbare Energie für eine sichere, kostengünstige und nachhaltige Energieversorgung muss der breiten Öffentlichkeit, Energie- und Umweltpolitikern und den betroffenen Behörden bewusst werden, um ein positives Klima für die Nutzung der Wasserkraft zu schaffen. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft muss darüber hinaus aber auch durch Maßnahmen und geeignete Randbedingungen zum Erhalt der bestehenden Anlagen gesichert werden, denn andernfalls könnte ein Großteil des heutigen Bestandes langfristig gefährdet sein. Um den weiteren wirtschaftlichen Betrieb und den Ausbau der Wasserkraft zu sichern, müssen die Rahmenbedingungen spürbar verbessert werden. Vorschläge hierzu werden in den folgenden Kapiteln gegeben.

„Leitfaden für die Energiepolitik“: Wer kann was tun für die Wasserkraft?

Europaebene:

- bei **EU-Initiativen** Ausgewogenheit zwischen den verschiedenen Aspekten des Natur- und Umweltschutzes (z.B. Fischschutz und CO₂-freie Stromerzeugung)
- verstärkte Wahrnehmung des **Beitrages der Wasserkraft** zur Stromerzeugung und zur CO₂-Vermeidung in der EU
- bei einer Anpassung der **EU-Wasser Rahmenrichtlinie** Herausstellen der Bedeutung wichtiger volkswirtschaftlicher Nutzungen wie die Stromerzeugung aus Wasserkraft
- **Beteiligung der Energiewirtschaft** als energetischer Wassernutzer bei allen Änderungen bestehender oder der Entwicklung neuer EU-Richtlinien

Bundesebene:

- aktive **Förderung von Wasserkraftanlagen** (Neubauten, Ausbauten sowie Investitionen, die der Sicherung des Bestandes dienen) über Investitionszuschüsse oder über das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Hierbei sind die Grundsätze zu beachten, die von der Elektrizitätswirtschaft generell für die Förderung erneuerbarer Energien entwickelt wurden. Insbesondere ist die Förderung auf Anlagen mit der größten Fördereffizienz zu konzentrie-

ren und es sind Mitnahmeeffekte zu vermeiden.

- Anpassung des **Wasserhaushaltsgesetzes** mit dem Ziel, die Bewilligungsdauer von in der Regel 30 auf 99 Jahre zu erhöhen (§ 8 Abs. 5)
- Einbeziehung eines Grundsatzes in das **Wasserhaushaltsgesetz**, wonach nicht mit der Erzeugung zusammenhängende Auflagen entschädigungspflichtig sind
- Verbesserung der Marktchancen für frei vermarkteten Wasserkraft-Strom (z.B. Befreiung von der Stromsteuer)
- maßvolle Umsetzung der **EU-Umwelt-haftungs-Richtlinie**

Länderebene:

- maßvolle Umsetzung der **Wasser-rahmenrichtlinie**, Ziel: Erhalt der bestehenden Wasserkraftanlagen

- Verzicht auf voreilende Umsetzung von Elementen der Wasserrahmenrichtlinie
- Betonung der Bedeutung der Wasserkraft-Nutzung in den **Landeswassergesetzen**.
- faire **Restwasser-Bestimmungen**
- Abschaffung bestehender bzw. Verzicht auf die Einführung neuer **Wasserzinsen** für Wasserkraftanlagen
- Verzicht auf **Heimfall-Regelung**
- nachträgliche kostenintensive Umweltanforderungen (z.B. hinsichtlich Durchgängigkeit) nur bei Erstattung der entstandenen Kosten

2 Bedeutung der Wasserkraft

Die Wasserkraft ist weltweit die wichtigste erneuerbare Energiequelle. Auch in Deutschland spielt sie eine nicht unerhebliche Rolle:

- Sie ist zu 100 Prozent regenerativ und leistet damit einen wertvollen Beitrag zum Klimaschutz. Allein die in Deutschland durch die Nutzung der Wasserkraft eingesparten CO₂-Emissionen belaufen sich durchschnittlich auf rund 14 Millionen Tonnen pro Jahr. Ohne Wasserkraft würde es schwieriger, die nationalen Klimaschutzziele zu erreichen und die Kyoto-Verpflichtungen zu erfüllen.
- Wasserkraft passt – im Unterschied zu anderen erneuerbaren Energieträgern wie Wind oder Photovoltaik – aufgrund der Regelmäßigkeit und guten Prognostizierbarkeit ihrer Einspeisung sowie ihrer kontinuierlichen Verfügbarkeit (hohe Bereitstellungsdauer) hervorragend zum bestehenden Elektrizitätssystem. Sie verursacht keine systembedingten Zusatzkosten.
- Sie vermindert als regenerativer heimischer Energieträger die Importabhängigkeit Deutschlands.
- Die Wasserkraft stellt eine kostengünstige Form der kontinuierlich gesicherten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien dar. Die Ziele der Förderung der erneuerbaren Energien

können deshalb effizient durch die Förderung der Wasserkraft erreicht werden.

- Die Nutzung der Wasserkraft und die lokalen Umweltschutzziele lassen sich in ausgewogener Weise in Übereinstimmung bringen. Vielfach sind im Zuge der Nutzung der Wasserkraft herausragende Naturschutzgebiete entstanden.
- Es gibt ein weiteres Ausbaupotenzial für die Wasserkraft in Deutschland: Allein für Neu- und Ausbaumaßnahmen im Bereich der großen Wasserkraft besteht ein Potenzial von ca. 300 MW. Dies entspricht einer zusätzlichen Erzeugung von rund 1,5 Milliarden Kilowattstunden pro Jahr.

3 Schwieriges Umfeld im liberalisierten Strommarkt

Wasserkraft ist sehr kapitalintensiv und benötigt deshalb langfristige Investitions- und Planungssicherheit. Während übliche technische Nutzungsdauern von konventionellen Kraftwerken bei 30 bis 40 Jahren liegen, sind diese für die Wasserkraft doppelt so lang. Bis zur Liberalisierung des Strommarktes 1998 flossen die Kosten der Wasserkraft – einschließlich der Kosten der mit den Genehmigungen verbundenen Auflagen – in den Strompreis ein. Die Wasserkraftbetreiber konnten deshalb auch die Vielzahl von Auflagen und Bedingungen tragen, die der Erfüllung originärer Aufgaben der öffentlichen Hand dienen, wie beispielsweise Hochwasserschutz und Gewässerpflege. Um die Konkurrenzfähigkeit der Wasserkraft auch im liberalisierten Strommarkt zu erhalten, sind die entsprechenden Belastungen der Wasserkraft abzubauen oder auszugleichen.

Wirtschaftlichkeit beeinträchtigt

Seit der Liberalisierung des Strommarktes muss sich die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft an dem Marktpreis für Strom orientieren. Die Vollkosten neuer Wasserkraftanlagen liegen deutlich darüber. Damit ist die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft massiv beeinträchtigt. Ohne Änderung dieser Situation wird es keine Investitionen in die Erneuerung der bestehenden Wasserkraftanlagen oder den Neubau geben können. Damit ist der Weiterbetrieb der Anlagen mit hohem Alter fraglich.

Langfristige Investitionen erschwert

Ebenso schwerwiegend sind die Unsicherheiten in einem liberalisierten Markt. Langfristige Investitionen werden erschwert, da angesichts des enormen Preis- und Wettbewerbsdrucks langfristig verlässliche Rahmenbedingungen erforderlich sind. Insofern haben sich die Rahmenbedingungen für die Wasserkraft mit der Liberalisierung nachhaltig verschlechtert. Die gelegentlich geäußerten Erwartungen, die Einführung des Emissionshandels und die Möglichkeit zur Vermarktung von Wasserkraftstrom als Öko-Strom zu höheren Preisen würde die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft auch im liberalisierten Markt wieder herstellen, entsprechen nicht den Realitäten. Die bisherigen Erfahrungen mit der Vermarktung von Öko-Strom haben gezeigt, dass auch umweltbewusste Bürger im Rahmen der Wahl des Stromproduktes nicht bereit sind, die Mehrkosten erneuerbarer Energien zu bezahlen. Die Einführung des Emissionshandels könnte die Wettbewerbssituation der Wasserkraft theoretisch verbessern. Die genauen Modalitäten und einzelnen Auswirkungen des Emissionshandels sind aber noch nicht absehbar. Ein Ausgleich der Kostennachteile der Wasserkraft ist jedoch nicht zu erwarten, da eine Belastung durch den Emissionshandel in dieser Höhe volkswirtschaftlich nicht verkraftbar wäre. Auch die Nachteile hinsichtlich der Planungssicher-

heit können durch diese Effekte nicht ausgeglichen werden.

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen verbessern

Um den heutigen Bestand der Wasserkraftanlagen auch langfristig zu sichern und die kostengünstigen weiteren Potenziale nutzen zu können, ist es daher notwendig, die politischen, genehmigungsrechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Wasserkraft zu verbessern.

Aktive Förderung von Wasserkraftanlagen

Eine deutliche Verbesserung der Wirtschaftlichkeit kann durch eine Verbesserung der Förderregeln im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erreicht werden. Die Wasserkraftbetreiber begrüßen den politischen Willen, im Rahmen dieses Gesetzes Förder- und Unterstützungsmaßnahmen für die „große Wasserkraft“ (Anlagen größer fünf Megawatt) einzuleiten. Die Förderung der großen Wasserkraft ist überall dort sinnvoll, wo kostengünstige Potenziale bestehen. Wasserkraft kommt mit den niedrigsten Fördersätzen aus und passt elektrizitätswirtschaftlich aufgrund der Regelmäßigkeit der Einspeisung gut in das bestehende System.

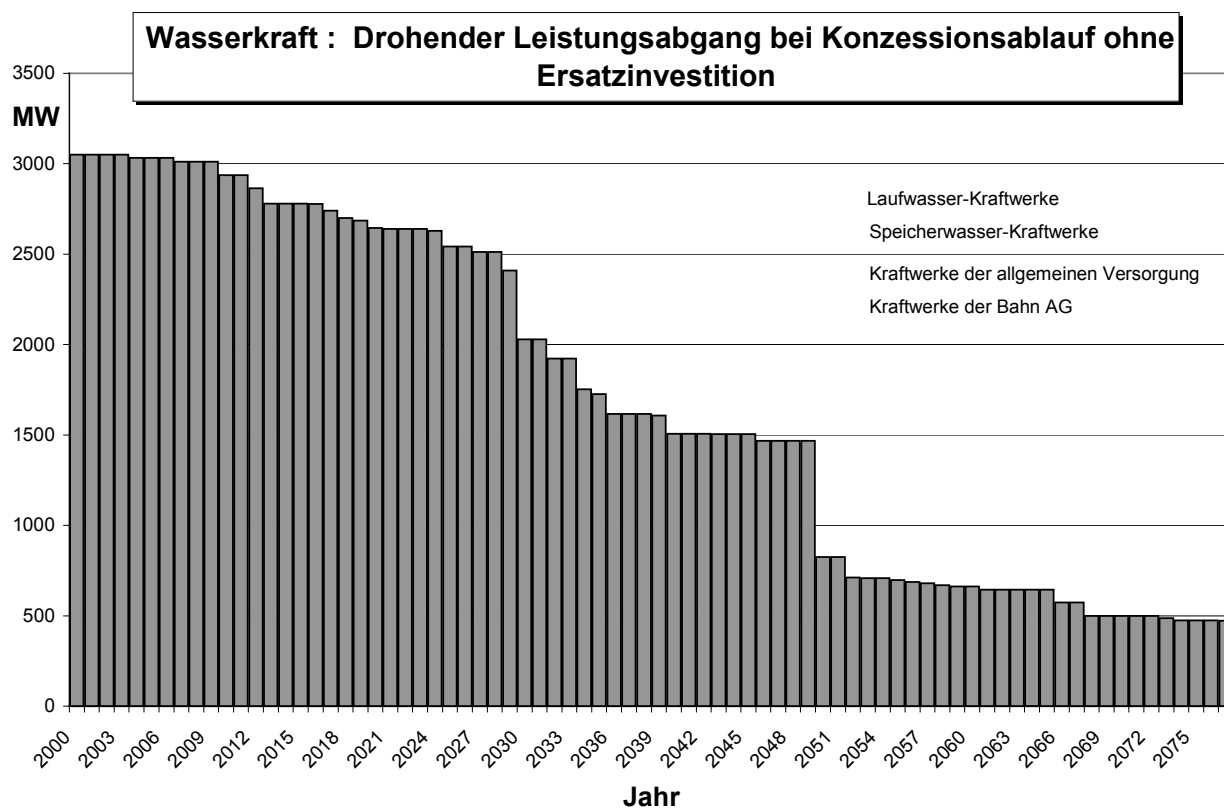
Die Förderung sollte in dem erforderlichen Umfang im Rahmen des EEG sichergestellt werden. Alternativ kann auch eine Förderung aus Haushaltsmitteln erfolgen.

Unterstützung für den Bestand

Zu den vorgelegten Gesetzesentwürfen vom 12. August, 18. November und 17. Dezember 2003 zur Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wurden Verbesserungsvorschläge eingereicht, die darauf abzielen, bestehende Potenziale kostengünstig zu erschließen¹. Zusätzlich muss mittelfristig eine Antwort auf die Frage gefunden werden, wie der Bestand angesichts schwieriger wirtschaftlicher Rahmenbedingungen langfristig gesichert werden kann: Auch bestehende Anlagen müssen nach jahrzehntelangem Betrieb erneuert werden, ohne dass immer eine maßgebliche Leistungserhöhung – wie im Gesetzesentwurf gefordert – erreicht werden kann. Durch die häufig behördlich geforderten Zusatzmaßnahmen (z.B. Kanalsanierung, Umgehungsgewässer, Ausgleichsflächen, Schleusenbetrieb) sowie durch die Erneuerungsmaßnahmen entstehen Kosten, die die Wirtschaftlichkeit der Anlagen gefährden. Hier sollte der Gesetzgeber auch eine prinzipielle Förderwürdigkeit für Maßnahmen für eine langfristige Sicherung der Bestandsanlagen festsetzen. Ziel ist es, bestehende Wasserkraftanlagen zu erhalten und erhebliche Einbußen bei der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien entgegenzuwirken.

¹ „Effizienz verbessern“ – gemeinsame Stellungnahme des VDEW und des VRE zur EEG-Novellierung vom 7. Oktober 2003 (erschieden als „Energie kompakt“, erhältlich unter www.strom.de) sowie rechtliche Stellungnah-

Die Abbildung zeigt die Entwicklung der Konzessionsabläufe sowie den kumulierten Leistungsabgang für den Fall, dass die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen Ersatzinvestitionen in Bestandsanlagen nicht zulassen.



4 Öffentlich-rechtliche Belastungen reduzieren

Auflagen nicht mehr zeitgemäß

Öffentlich-rechtliche Belastungen der Wasserkraft ergeben sich aus den Genehmigungsbescheiden, die neben der Bewilligung eine Vielzahl von Auflagen und Bedingungen enthalten.

Vor der Liberalisierung flossen die Kosten der Auflagen in den Strompreis ein. Daher waren sie für den Wasserkraftbetreiber aus wirtschaftlicher Sicht verkraftbar, da er im allgemeinen die Kosten über den Strompreis ausgleichen konnte. Aus diesem Grunde wurden die Genehmigungsbescheide in immer stärkerem Maße mit Auflagen belegt, die der Wasserkraftbetreiber über den Strompreis an die Strombezieher weitergeben konnte.

Mit der Liberalisierung des Strommarktes ist diese Vorgehensweise nicht mehr tragfähig, da die Kosten der Auflagen die Stromproduktionskosten negativ beeinflussen und die Wirtschaftlichkeit der Anlagen in vielen Fällen nicht mehr gewährleistet ist.

Genehmigungsbescheide kürzen und vereinfachen

Die Genehmigungsverfahren haben inzwischen einen erheblichen Umfang angenommen und sind damit entsprechend kostenintensiv.

Vergleicht man einen jüngeren Genehmigungsbescheid mit einem früheren, so zeigt sich, dass die Bewilligung einschließlich der Planunterlagen außerordentlich umfangreich geworden ist. Sie führt wei-

terhin dazu, dass die Wasserkraftanlage bis in alle Einzelheiten festgelegt wird. Gerade im Sinne einer Verwaltungsvereinfachung erscheint eine Beschränkung der Bescheide zweckmäßig.

Es ist sinnvoll, den Bescheid auf die Bewilligung zu beschränken und die Ausfüllung des Bescheidrahmens den Wasserkraftbetreibern zu überlassen.

Heimfall-Regelung nicht sachgerecht

Der Heimfall eines Kraftwerks bedeutet, dass der Betreiber des Kraftwerks beim Konzessionsende die Anlage im wesentlichen unentgeltlich an den Staat übertragen muss. Zusätzlich geht auch das Recht auf Nutzung der Wasserkraft, (das Konzessionsrecht) auf den Staat über. Um dies zu verhindern, muss der ursprüngliche Unternehmer bei Antrag auf eine neue Bewilligung zum Teil den „Heimfall“ finanziell ablösen.

Dieser Umstand führt zu finanziellen Zusatzbelastungen, die im Wettbewerbsmarkt nicht mehr verkraftbar sind. Dazu kommt, dass bei Erteilung einer neuen befristeten Genehmigung die Rechts- / Vermögenssituation des Staates nicht verschlechtert wird. Die Regelung ist daher auch nicht sachgerecht. Von einer finanziellen Ablösung des Heimfalls ist folglich abzusehen.

Bewilligungsdauer erhöhen

Nach einer früher üblichen, sehr langfristigen – teilweise sogar unbefristeten – Bewilligungsdauer ist nunmehr die Bewilligungsdauer gemäß dem Wasserhaushaltsgesetz (§ 8 Abs. 5 WHG) in der Regel auf 30 Jahre beschränkt. Die Frist ist für einen wirtschaftlichen Betrieb angesichts der hohen Investitionen eindeutig zu kurz. Der Vergleich mit Österreich und der Schweiz zeigt, dass dort die Bewilligungsfristen bei bis zu 99 Jahren liegen.

Der Hintergrund der Verkürzung der Fristen ist die Sorge des Staates, durch die Bewilligung die öffentliche Gewalt zu lang auszuklammern. Diese Ängste sind freilich unberechtigt, denn im Notfall kann der Staat immer eingreifen. Auch die zivilrechtliche Erbpacht hat nach wie vor Fristen von 99 Jahren.

Im Sinne der Planungssicherheit – aber auch, um die wirtschaftliche Situation der Wasserkraft zu verbessern, sollte daher das Wasserhaushaltsgesetz in dem Sinne angepasst werden, längere Fristen zu gewähren.

Wassernutzungsgebühr abschaffen

Der Wasserkraftbetreiber hat in einigen Bundesländern bei bestimmten Wasserkraftanlagen eine Wassernutzungsgebühr zu bezahlen. Diese belastet in der Regel nur die großen Wasserkraftanlagen, während sie bei kleineren Anlagen zum Teil entfällt.

Die großen Wasserkraftanlagen sind die einzigen regenerativen Energieerzeuger,

die mit einer derartigen Gebühr belastet werden. Diese Gebühr muss daher entfallen.

Umfang der Wasserentnahme

Oft enthalten Bewilligungen Rechte zur entschädigungsfreien Entnahme von Wasser aus der Stauhaltung. Im Laufe der Bewilligungsfrist verdoppelt oder verdreifacht sich diese Menge. Auch wenn es im Sinne des Gemeinwohls liegt, der Wasserbehörde eine Wassermenge für bestimmte Aufgaben vorzubehalten, ist die Vervielfachung dieser Menge eine faktische Einengung der Bewilligung, die zu wirtschaftlichen Nachteilen (Erzeugungsverlust) führt.

Sachfremde Messungen vergüten

In allen neueren Bescheiden wird dem Unternehmen eine Vielzahl von Maßnahmen der allgemeinen Gewässerkunde und von Beobachtungen auferlegt. Die öffentliche Hand wälzt hier ohne sachliche Begründung Aufgaben an die Wasserkraftbetreiber ab. Im Rahmen der freien Marktwirtschaft ist der Unternehmer hierdurch überfordert. So selbstverständlich es ist, dass der Betreiber eigene Messungen durchführt um sicherzustellen, dass er die genutzten Gewässer nicht schädigt, so selbstverständlich sollte es sein, dass ihm keine sachfremden Aufgaben aufgebürdet werden. Falls nach wie vor solcherlei Dienstleistungen für die öffentliche Hand gewünscht sind, sind diese zukünftig zu bezahlen.

Praxisbeispiel: Überwachung des Sauerstoffgehalts an der Saar

Die Saar ist in ihrem Verlauf durch vielfältige Nutzungen u.a. Einleitungen aus Klär- und Industrieanlagen in ihrer Wasserqualität erheblich belastet. Von erheblicher Bedeutung für das biologische Gleichgewicht eines Gewässers und damit für seine Wasserqualität ist sein Sauerstoffgehalt. Vor allem im Sommer, wenn hohe Wassertemperaturen das Lösungsvermögen für Sauerstoff herabsetzen und gleichzeitig die Sauerstoffzerrung durch biologische Prozesse zunimmt, kann es zu offenkundigen Problemen kommen. Aus vorgenannten Gründen wird an den Stautufen der Saar der Sauerstoffgehalt im Wasser ständig überwacht. Bei Erreichen behördlich vorgegebener Grenzwerte sind entsprechende Gegenmaßnahmen einzuleiten. Dies ist üblicherweise der örtlich angeordnete Wehrüberfall.

Die Überwachung des Sauerstoffgehalts führt zu einem erhöhten Abstimmungs- und Steuerungsaufwand in der Warte und zu zusätzlichen Belastungen des Personals vor Ort. Es kommt zu durchschnittlichen Erzeugungsausfällen von 4000 MWh/a. Dies entspricht ungefähr 3 % der Erzeugung.

Ufersicherung

Wasserkraftbetreiber werden zum Teil verpflichtet, im Einflussbereich der Stautufe auf eigene Kosten und nach genauen Vorgaben durch die Behörden die Ufer des Flusses in dauerhafter Weise zu sichern und vorhandene Uferschutzbauten zu erhöhen und zu verstärken. Dies gilt zum Teil sogar auch für nicht beeinflusste Strecken wie etwa Seitengewässer.

In der Vergangenheit wurde diese Auflage sehr weit gefasst. Zukünftig sollte diese Auflage auf den nachweislich nachteilig beeinflussten Bereich begrenzt werden.

Hochwasserschutz

Die Wasserkraftbetreiber leisten einen wesentlichen Beitrag für den Hochwasserschutz. Die öffentliche Hand kann jedoch ihre Verpflichtung zum Hochwasserschutz nicht auf die Wasserkraftunternehmen abwälzen. Die Wasserkraftunternehmen dürfen daher mit Aufwendungen für den Hochwasserschutz nur insoweit belastet werden, als sie ausbaubedingt die Situation vor Ort verändert haben.

Praxisbeispiel: Beteiligung an kommunalen Kosten in der Eifel

Das Wasserkraftwerk Heimbach in der Eifel wird aus der Urftalsperre gespeist und ist seit 1904 in Betrieb. Die oberhalb der Urftalsperre liegenden Gemeinden haben in der Vergangenheit besondere Aufwendungen bei der Abwasserreinigung durchgeführt um eine Eutrophierung der Urftalsperre zu verhindern. Diese Aufwendungen sollen nun von dem Nutzer der Wasserkraft der Urftalsperre getragen werden. Es wird unterstellt, dass die Urftalsperre zu 50 Prozent dem Hochwasserschutz und zu 50 Prozent der Energieerzeugung dient.

Die talsperrenbedingten Mehraufwendungen bei den Gemeinden werden mit 3,3 Mio. Euro für zusätzliche Flockungsfiltrationsanlagen (einmalige Investition) und mit 250.000 Euro pro Jahr für Mehraufwendungen bei Betrieb und Instandhaltung der Kläranlagen beziffert. 50 Prozent dieser Kosten sollen auf die Energieerzeugung umgelegt werden, obwohl die Aufwendungen für die Energieerzeugung irrelevant sind.

Ein Verfahren vor dem Verwaltungsgericht zur Klärung des Sachverhalts ist anhängig.

Entsorgung von Treibzeug

Die Wasserkraftbetreiber entfernen große Mengen von Treibzeug aus den Flüssen und haben dieses entsprechend den Wasserrechtsbescheiden auf eigene Kosten zu entsorgen. Damit werden öffentliche Aufgaben auf die Wasserkraftbetreiber abgewälzt. In anderen Bereichen, wie beispielsweise bei der Forstwirtschaft, sind entsprechende Ausgleichszahlungen üblich. Die Entsorgung des vom Wasserkraftbetreiber geborgenen Treibzeuges sollte daher auf Kosten der öffentlichen Hand zu erfolgen, da die Reinigung von Gewässern keine Aufgabe der Wasserkraftbetreiber ist.

Entschädigung der Fischerei

Die Wasserkraftbetreiber haben zum Teil den Ausgleich für die staubedingte Minderung der natürlichen Vermehrung der Fische durch Zahlung eines jährlichen Fischeinsatzes zu leisten. Die Festlegung von Art und Menge erfolgt für Zeitabschnitte durch die bescheidgebende Behörde nach Anhörung des Fachberaters für das Fischereiwesen.

Zu prüfen ist, ob nach langjährigem Betrieb einer Wasserkraftanlage ein unmittelbarer kausaler Schaden hinsichtlich der Fischerei noch besteht. Die Wasserkraftanlage ist ein Teil des Gewässers

geworden – der Fischbestand hat sich hierauf eingestellt. Es ist bekannt, dass z. B. im Unterwasser von Wasserkraftanlagen beliebte Angelplätze entstanden sind. Die Auflage des Fischeinsatzes sollte nach einer gewissen Betriebszeit der Wasserkraftanlage eingeschränkt werden oder ganz wegfallen, da ein adäquater Ursachenzusammenhang mit dem ursprünglichen Schaden der Fischerei teilweise oder ganz entfallen ist.

Bestandsschutz gewähren

Zum Teil werden Genehmigungsbescheide nur unter dem Vorbehalt für weitere Auflagen erteilt. Damit wird der Genehmigungsbescheid zu Lasten des Betreibers im wesentlichen offen gehalten. Dies bedeutet eine eindeutige Belastung des Betreibers, da er immer damit rechnen muss, dass ihn weitere Anordnungen und weitere Auflagen betreffen können. Der Vorbehalt weiterer Auflagen darf nicht zu zusätzlichen Kostenbelastungen und nicht zu einem unkalkulierbaren wirtschaftlichen Risiko führen.

Fazit: Auflagen reduzieren

Die öffentlich-rechtlichen Belastungen müssen im Spiegel der positiven Leistungsfähigkeit der Wasserkraft als wichtige regenerative Energiequelle gesehen werden. Durch die Wasserkraft wird ein erhebliches Maß an CO₂-Emissionen bei der Energieerzeugung vermieden. Darüber hinaus leistet die Wasserkraft viel-

fältige Aufgaben für die Öffentlichkeit, wie zum Beispiel den Hochwasserschutz, die Stabilisierung des Wasserhaushaltes oder die Naherholung.

Die hierdurch entstehenden nicht erzeugungsspezifischen Kosten müssen der Wasserkraft gutgeschrieben werden. Gleichzeitig müssen Auflagen, die nicht

ursächlich mit dem Betreiben einer Wasserkraftanlage zusammenhängen, reduziert werden, um die Konkurrenzfähigkeit der Wasserkraft im liberalisierten Strommarkt zu verbessern.

5 Ökonomie und Ökologie in Übereinstimmung bringen

Natur- und Landschaftsschutz

Wasserkraftwerke haben positive Auswirkungen auf Natur und Umwelt. Sie tragen nicht nur erheblich zur Minderung des CO₂-Ausstoßes bei, sondern haben wertvolle Landschafts- und Naturschutzgebiete in den Stauräumen entstehen lassen. Der Natur- und Landschaftsschutz darf die Funktion der Wasserkraftanlagen nicht so einschränken, dass eine wirtschaftliche und technische Bewegungsmöglichkeit nicht mehr gegeben ist. Daher müssen notwendige wirtschaftliche und technische Änderungen und Anpassungen der Anlagen, die über den Unterhalt hinausgehen, ohne umfangreiche und kostenaufwändige Verwaltungsverfahren möglich bleiben.

Restwasservorgaben mit Augenmaß

Bei Ausleitungskraftwerken und Bachbeleitungen werden von der zuständigen Behörde genaue Auflagen gemacht, welche Restwassermengen durch den Hauptfluss zu leiten sind und somit für eine Stromproduktion nicht mehr zur Verfügung stehen. Unbestritten ist die Notwendigkeit von Restwassermengen, um die biologische Vielfalt in den Flüssen zu erhalten. Unterschiedliche Vorstellungen bestehen jedoch hinsichtlich der angemessenen Höhe der Restwassermengen. Hierzu werden zur Zeit teilweise sehr hohe Restwassermengen diskutiert. Hohe Restwasserforderungen können jedoch die Wirtschaftlichkeit einzelner Anlagen in Frage

stellen. Eine generell hohe Restwasserforderung, z.B. gemäß den LAWA-Empfehlungen, würde für die betroffenen Kraftwerke Energieverluste von rund zehn Prozent bedeuten, bei einzelnen Anlagen sogar bis zu 30 Prozent. Bei Kleinwasserkraftanlagen liegen die Verluste meist noch wesentlich höher; die Anlagen wären in ihrem wirtschaftlichen Bestand gefährdet.

Daher sind Restwassermengen unter Berücksichtigung der jeweiligen, auch wirtschaftlichen Rahmenbedingungen nach ökologischen und ökonomischen Anforderungen jeweils individuell festzulegen. Hierzu sind Kosten/Nutzen-Analysen anzufertigen, um Aufschluss über die positiven (Umwelt-) Effekte sowie die negativen Effekte (z.B. geringere Stromerzeugung) zu erhalten.

Angemessene Durchgängigkeit zu vertretbarem Aufwand

Gewässerdurchgängigkeit bedeutet im wesentlichen die ungestörte Migration aquatischer Organismen und den Transport von Sedimenten. Damit sind sowohl Fische als auch Geschwemmsel gemeint. Lineare Durchgängigkeit bedeutet dabei, dass ein ungehindertes Passieren der Wasserkraftanlage in beide Richtungen (flussauf- und flussabwärts) möglich sein soll.

Während bei neuen Anlagen sowie bei Totalerneuerungen Fischaufstiegsanlagen ohnehin vorgesehen werden, ist es bei

bestehenden Anlagen zumeist unverhältnismäßig teuer, nachträgliche Anpassungen vorzunehmen. Daher sollte generell bei bestehenden Anlagen auf ein Nachrüsten verzichtet werden. Durchgängigkeit sollte zudem nur dort angestrebt werden, wo tatsächlich ökologisch signifikante Verbesserungen zu erwarten sind.

Fischaufstieg wichtiger als Fischabstieg

Technisch kann Durchgängigkeit unter anderem durch Fischaufstiegs- und Fischabstiegsanlagen gewährleistet werden. Insbesondere beim Fischabstieg existieren zur Zeit allerdings noch keine Anlagen, die für alle Populationen gleichermaßen funktionieren.

Für die Fische sind zudem Fischaufstiege wichtiger als Abstiege: Während die Fische zum Laichen stromaufwärts ziehen und dabei auch Wasserkraftanlagen rasch überwinden müssen, sind im Zuge der Abwärtsbewegung Verzögerungen (z.B. durch eine Niedrigwasser-Phase, die einen Abstieg über das Wehr verhindert), für die Fische nicht schädlich.

Schwallreduktion führt zu drastischen Betriebseinschränkungen

Schwallreduktion bedeutet, dass der durch den Kraftwerkseinsatz verursachte Anstieg des Abflusses in einem Gewässer ein festgelegtes Verhältnis (Basisabfluss zu Spitzenabfluss) innerhalb von 24 Stunden

nicht überschreiten darf. Dadurch ist andererseits durch einen betrieblich erforderlichen Spitzenabfluss der minimale Basisabfluss festgelegt.

Von einer Schwallreduktion wären sowohl Laufwasserketten wie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke stark betroffen. Die Folge wären drastische Betriebseinschränkungen, die je nach Forderung die Spitzenstromerzeugung nur mehr in einem sehr begrenzten Umfang möglich machen. Die heute vorwiegend für die Energiespeicherung und für die Netzregelung eingesetzten Kraftwerke müssten dann nach wasserwirtschaftlichen und nicht nach energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten gefahren werden. Andere erneuerbare Energien wie Photovoltaik oder vor allem Windenergie und auch der zunehmende Anteil kleiner dezentraler Erzeugungsanlagen erfordern aber zwingend entsprechende Systemdienstleistungen der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke (z.B. Reservevorhaltung, Netzregelung). Müssen solche Funktionen der Wasserkraft durch Vorgaben des Wasserrechts entfallen, ist nicht nur die Wasserkraft selbst in ihrem Bestand gefährdet. Auch der Erhalt des vorhandenen Anteils der regenerativen und dezentralen Stromerzeugung und vor allem der vorgesehene weitere Ausbau solcher Anlagen, vor allem der Windenergie, würden deutlich erschwert werden.

Daher sind Ausnahmeregelungen dort, wo die Wirtschaftlichkeit und Funktion der Wasserkraftanlagen generell in Frage ge-

stellt werden, vorzusehen. Eine Kosten/Nutzen-Analyse muss als Voraussetzung für eine entsprechende Auflage zwingend durchgeführt werden.

6 Wasserrahmenrichtlinie vernünftig auslegen

Die europäische Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) gefährdet die Wasserkraft. Sie ist in ihren Zielen fast ausschließlich an Gesichtspunkten der Ökologie ausgerichtet. Der Gewässernutzung wird nur eine nachrangige Bedeutung beigemessen. Bei einer restriktiven Auslegung der ökologischen Rahmenbedingungen der EU-WRRL ist eine Gefährdung der Wasserkraft zu befürchten. Wesentliche energie-, raumordnungs- und gesamtökologische Zielsetzungen, denen Wasserkraftanlagen mit ihrem Mehrzweckcharakter dienen, können dadurch in Frage gestellt werden. Beim Vollzug dieser Gesetze ist deshalb in einer umfassenden Weise zwischen den unterschiedlichen Zielsetzungen der WRRL und gesamtökologischen und energiepolitischen Zielsetzungen (CO₂-Minderung, sichere Stromversorgung) abzuwägen und ein fairer Ausgleich zu finden. Außerdem ist sicherzustellen, dass der Beitrag der Wasserkraft zur Stromerzeugung nicht geschmälert wird.

Aufgrund dieser Ausgangssituation ergeben sich im Zuge der nationalen Umsetzung der WRRL folgende generelle Forderungen:

- Die volkswirtschaftliche Bedeutung und die Leistungen der Wasserkraft in ihrer Gesamtheit müssen anerkannt werden und auch erhalten bleiben.
- Den Unternehmen darf die Erreichung der nationalen Klimaschutzziele (Kyoto-

Verpflichtungen, Verdoppelung des Anteils des regenerativ erzeugten Stroms bis 2010 gegenüber 2000 auf 12,5 %) nicht unzumutbar erschwert werden.

- Die potenziellen Auswirkungen auf die bundesweite Gesamtstruktur der Erzeugung und der Netze müssen beachtet werden.
- Die Wirtschaftlichkeit der deutschen Wasserkraftanlagen darf in Zukunft auch im Rahmen des liberalisierten Marktes nicht gefährdet werden.
- Bestandsschutz spielt hier wegen der spezifisch hohen Investitionen gerade der Wasserkraft eine entscheidende Rolle.

Folgende Themen sind in diesem Zusammenhang von besonderer Bedeutung für die Bewahrung der Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft:

Ausweisung von „heavily modified waterbodies“ bzw. „artificial waterbodies“

Die WRRL sieht die Möglichkeit zur Ausweisung einzelner Gewässer bzw. Gewässerabschnitte als „heavily modified waterbodies“ (HMWB) bzw. als „artificial waterbodies“ (AWB) vor. Eine Ausweisung dieser Gewässerkategorie ist im Zusammenhang mit einer wirtschaftlichen Gewässernutzung unbedingt notwendig. Für die Ausweisung von HMWB ist eine ökonomische Analyse vorgesehen, die zeigen

muss, dass aus übergeordneten Gründen auf die Nutzung des Gewässers nicht verzichtet werden kann.

Bei HMWB bzw. AWB sind die Anpassungsziele geringer als bei „natürlichen Gewässern“.

Konsequenzen:

Ohne HMWB bzw. AWB ist eine wirtschaftliche Nutzung von Oberflächengewässern nicht denkbar. Das Ziel „guter ökologischer Zustand“, wie er für als „natürliche Gewässer“ ausgewiesene Abschnitte definiert ist, könnte gravierende Betriebseinschränkungen und in vielen Fällen sogar einen Anlagenrückbau zur Folge haben. Neben der Wasserkraft wären auch Hochwasserschutz und Schifffahrt betroffen.

Forderungen:

- Ausweisung aller von Kraftwerken beeinflusster Gewässerabschnitte (Wassersfassungen, Stauraum, Speicherbecken, Ausleitungsstrecken, Unterwasserbereich) als HMWB, mindestens aber des größten Teils der Gewässerabschnitte.
- Generelle Anerkennung der energie- und volkswirtschaftlichen Bedeutung der Wasserkraft im Zusammenhang mit der Einstufung der Gewässer und Gewässerabschnitte.
- Bundesweite Betrachtung der energie- wirtschaftlichen Auswirkungen.
- Vollkostenbetrachtung in den ökonomischen Untersuchungsschritten für

Alternativenergien mit der besseren Umweltoption,

- Speicherseen von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken und Ausleitungsstrecken sind aufgrund ihrer Bewirtschaftung AWB und auch als solche auszuweisen.
- Volkswirtschaftlich wichtige Nutzungen wie Schifffahrt, Hochwasserschutz und Wasserkraft müssen bei bestehenden Strukturen Vorrang haben vor den Naturschutzzielen der WRRL.

Zielkonflikte wahrnehmen und auflösen

Die WRRL bedeutet bei restriktiver nationaler Umsetzung eine Gefährdung der Wasserkraft und steht dann im Widerspruch zu anderen EU-Richtlinien bzw. nationalen Zielen – wie

- EU-Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien in Europa,
- Erhöhung des Anteils der regenerativen Energieerzeugung in Deutschland,
- Energieversorgungssicherheit in Europa,
- nationale Klimapolitik.
- Reduzierung der Emissionen von Treibhausgasen.

Konsequenzen:

Bei einer restriktiven Umsetzung der EU-WRRL wird es für Deutschland nicht möglich sein, die Kyoto-Verpflichtung zu erfüllen und die bisherigen ehrgeizigen energiepolitischen Ziele bezüglich der Redu-

zierung der Emission von Treibhausgasen, der Steigerung der dezentralen Erzeugung und des forcierten Ausbaus der erneuerbaren Energien (auch der Windenergie) aufrecht zu erhalten.

Forderung:

Die Auslegung der Wasserrahmenrichtlinie sollte in ihren Auswirkungen der europäischen und nationalen Energiepolitik entsprechen (Förderung der erneuerbaren Energien, Versorgungssicherheit, Abwehr der Importabhängigkeit im Energiesektor).

Anhang: Daten zur Wasserkraftnutzung in Deutschland und Europa

Tabelle 1: Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien in Deutschland (2003)

Quelle: VDEW

	Einspeisung [TWh]	Anteil am Bruttoinlandsstromverbrauch [%] ²⁾
Wasser	20,4	3,5
Biomasse	3,7	0,6
Wind	18,5	3,1
Photovoltaik	0,3	0,1
gesamt	42,9	7,3
Müll ¹⁾	2,0	0,3
gesamt einschl. Müll	44,9	7,6

- 1) nur erneuerbarer Anteil des Mülls
 2) Bruttoinlandsstromverbrauch 588,5 TWh (2003)

Abbildung 1: Entwicklung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien 1986 – 2003

Quelle: VDEW

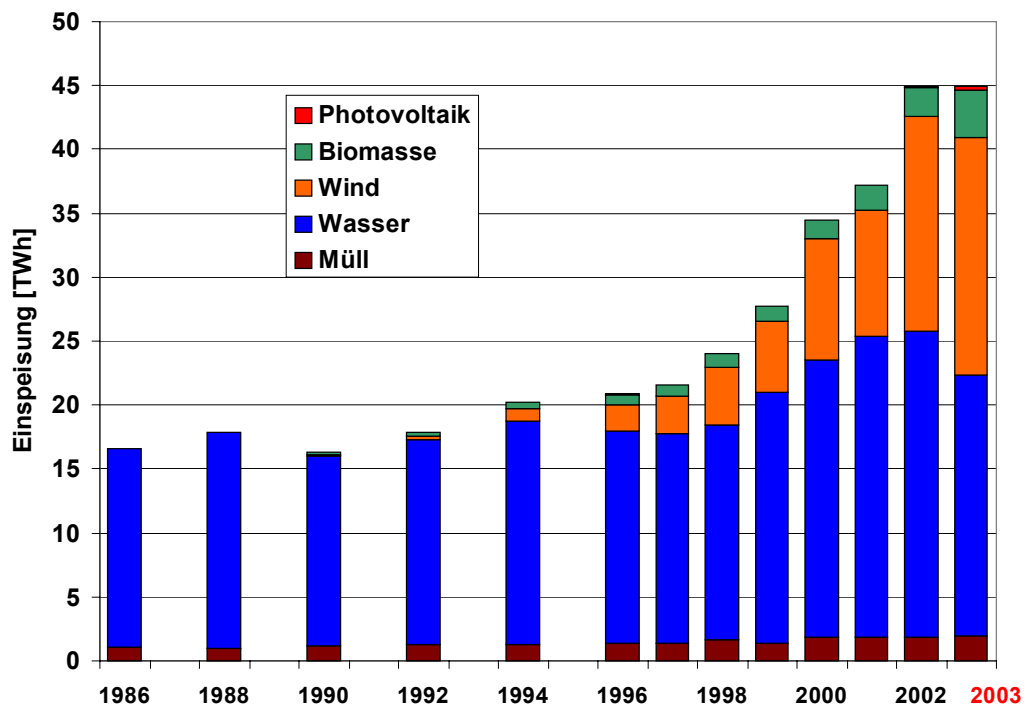
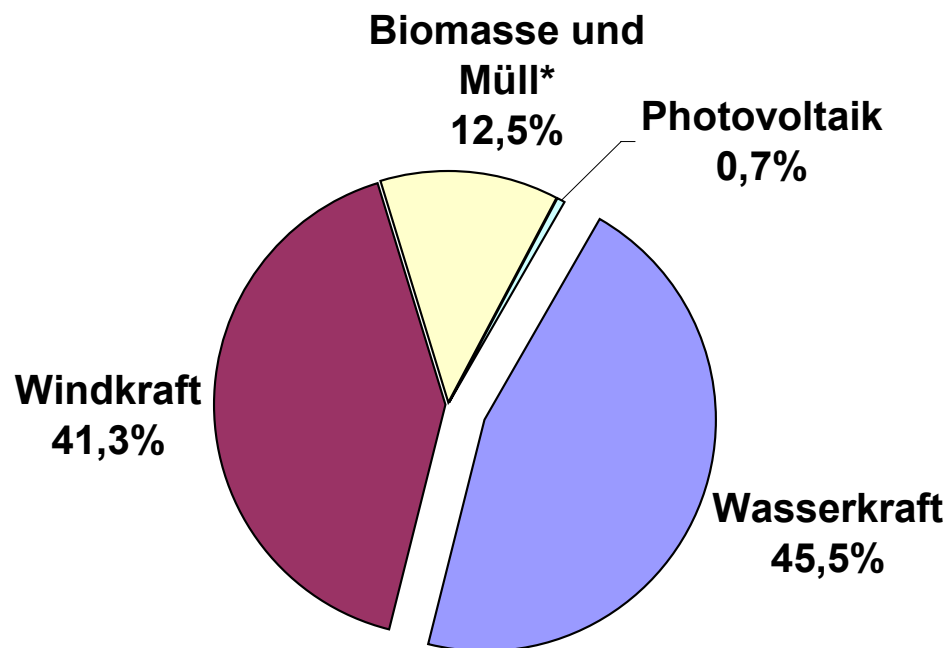


Abbildung 2: Anteile der Einspeisung aus erneuerbaren Energien
Quelle: VDEW



* nur erneuerbarer Anteil

Table 2: Stromerzeugung aus Wasserkraft im europäischen Vergleich (2002)

Quelle: EURELECTRIC, IEA, VDEW

	2002 [Mrd. kWh]	Anteil an der nationalen Stromerzeugung [%]
Österreich	35,1	69
Schweden	66	46
Italien	47,5	18
Portugal	8,1	18
Finnland	10,6	15
Frankreich	64	12
Spanien	26,6	11
Griechenland	3,4	7
Irland	1,1	5
Deutschland	25,3	5
Luxemburg	0,1	3
Belgien	1,5	2
Großbritannien	7,6	2
Niederlande	0,1	0,1
Dänemark	0	0
EU-15	297	12
Schweiz	36,6	56
Norwegen	128	99

Tabelle 3: Übersicht der EVU- und der Nicht-EVU-Anlagen zur Nutzung regenerativer Wasserkraft für die allgemeine Elektrizitätsversorgung - Stand Ende 1998. Quelle: VDEW

	Anzahl	Netto-Engpaßleistung MW	Netto-Erzeugung/Einspeisung GWh
EVU-Anlagen			
. Laufwasser- und Speicherkraftwerke			
unter 1 MW	356	100	471
1 bis 10 MW	211	833	4082
über 10 bis 20 MW	42	625	2678
über 20 bis 50 MW	26	840	4677
über 50 MW	7	461	2671
insgesamt	642	2859	14579
. Pumpspeicher-Kraftwerke mit natürlichem Zufluß 1)			
unter 1 MW	1	1	2
1 bis 10 MW	5	21	35
über 10 bis 20 MW	0	0	0
über 20 bis 50 MW	3	137	162
über 50 MW	6	1036	823
insgesamt	15	1195	1022
EVU-Anlagen insgesamt 2)	657	4054	15601
Nicht-EVU-Anlagen			
unter 1 MW	4997	410	1236
ab 1 MW	55	137	427
Nicht-EVU-Anlagen insgesamt	5052	547	1663
EVU- und Nicht-EVU-Anlagen insgesamt	5709	4601	17264

1) Netto-Erzeugung nur aus natürlichem Zufluß. Pumpspeicher-Kraftwerke werden nach völlig anderen Gesichtspunkten eingesetzt als es bei Laufwasser-Kraftwerken und üblicherweise auch bei Speicherkraftwerken der Fall ist. Siehe VDEW-Materialie M-35/97.

2) Der Erzeugungskoeffizient aus Wasserkraft betrug 1998 96 % (Normaljahr: 100%).

