

Stellungnahme des VDMA Fachverbandes Power Systems zum Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG) vom 5. Dezember 2007 anlässlich der Anhörung des Umweltausschusses des Deutschen Bundestages am 5. Mai 2008

Die umweltfreundliche Erzeugung von Strom und Wärme sowie die effiziente Nutzung von Energie gewinnen vor dem Hintergrund des globalen Klimawandels und des rasant wachsenden Energiebedarfs weltweit an Bedeutung. Der deutsche Maschinen- und Anlagenbau leistet mit zukunftsweisenden Energietechnologien entlang der gesamten Wertschöpfungskette – von der Energieumwandlung über den Einsatz besonders effizienter Komponenten bis hin zur Produktion – einen entscheidenden Beitrag zur Ressourcenschonung und CO₂-Einsparung.

Mit dem Thema Erneuerbare Energien beschäftigt sich der VDMA intensiv seit vielen Jahren. Neben dem Heimatmarkt spielt der Weltmarkt dabei für viele Hersteller von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien eine immer größere Rolle. Die herausragende Position auf den Weltmärkten ist wesentlich auf das Stromeinspeisegesetz und das EEG zurückzuführen. Eine Schwächung des deutschen Marktes würde den Anlagenbau kurzfristig kaum betreffen, mittel- und langfristig würde beim Wegbrechen des Heimatmarktes jedoch die Basis für die technologische Weiterentwicklung in Deutschland verloren gehen. Auch der weitere Ausbau der Fertigung in Deutschland würde in Frage gestellt. Ein weiterer, ebenso wichtiger Punkt ist die Gefährdung der deutschen Klimaschutzziele, da die Projekte zum Bau neuer Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien in einem internationalen Wettbewerb um knappe Anlagenkapazitäten stehen.

→ CO₂-Minderungs- und Erneuerbare Energien Ausbauziele am Strommarkt erfordern deutliche Anpassungen der Regeln des EEG-Entwurfs

Generelles

1. Stark veränderte Marktbedingungen auf den Weltmärkten berücksichtigen

Die dramatisch gestiegenen Rohstoffkosten sind durch Effizienzgewinne des Anlagenbaus nicht länger kompensierbar! In Verbindung mit dem EEG-Kalkulationszeitraum von 20 Jahren hat sich die Wirtschaftlichkeit von EE-Projekten in den letzten beiden Jahren deutlich verschlechtert

→ Kostensteigerungen auf der Beschaffungsseite angemessen berücksichtigen

2. Fokus auf sinkende Differenzkosten statt sinkender nominaler Vergütungen

Der Ansatz des EEG, die nominalen Vergütungen weiter zu senken, wird EE-Projekte in Deutschland im globalen Wettbewerb um Ressourcen und Finanzen benachteiligen. Da die Strombezugskosten weiter steigen werden, sinken die Differenzkosten schneller als erwartet. Sinkende Differenzkosten sollten deshalb zukünftig an Stelle von nominal sinkenden EEG-Vergütungen treten.

→ **Vergütungssätze nominal anpassen und an einen Produktionskosten-Index koppeln**

3. Tür zur Marktintegration der Erneuerbaren Energien muss geöffnet und nicht geschlossen werden

Für eine Anlehnung an den Strompreis ist es bei dem durch eine stark begrenzte Zahl von Marktteilnehmern geprägten Strommarkt in Deutschland für diese Novellierung noch zu früh. Allerdings sollten alle Möglichkeiten geschaffen werden, dass sich Anlagenbetreiber aktiv in den Energiemarkt einbringen können. Es darf deshalb nicht zu einer Verschlechterung gegenüber der heutigen Situation („day-ahead“) bei der Eigenvermarktung kommen. Wir schlagen deshalb vor, im Gesetzgebungsverfahren nochmals die Vorschläge des Bundesrates für ein Zuschlagsmodell für „virtuelle Kraftwerke“ bzw. eine optionale Bonusregelung für Einspeisung zu bestimmten Zeiten zu prüfen. Denkbar wäre auch, einen bestimmten Prozentsatz des Stroms von der Andienungspflicht auszunehmen und die Festlegungszeiträume zu verkürzen. Den Spielraum für die Eigenvermarktung zu erhöhen, hat den Vorteil, schon frühzeitig intelligente Konzepte auf dem Markt zu testen und einen Teil des EEG Stroms aus dem EEG in den freien Wettbewerb zu entlassen. Sollte man sich hier nicht auf ein Modell einigen können, muss es bei der derzeitigen Situation bleiben und der § 17 gestrichen werden.

→ **Vermarktungsmöglichkeiten von EE-Strom außerhalb des EEG ermöglichen**

Bioenergie

1. Vergütung für Biogasanlagen schnell an geänderte Marktbedingungen anpassen

Ein Inkrafttreten des EEG erst zum 1.01.2009 wäre insbesondere für die Biogasanlagen-Branche zu spät. Neben den gestiegenen Rohstoffpreisen wird die Situation hier durch die stark gestiegenen Substratpreise verschärft, deren Anteil an den Stromgestehungskosten bei ca. 40% liegt. Neben einer nominalen Anpassung der Grundvergütung um 1 Cent/kWh ist ein Vorziehen des Inkrafttretens des EEG zu prüfen.

→ **Durch Inkrafttreten des EEG schnellstmöglich Investitionssicherheit schaffen**

2. Große, effiziente und technisch anspruchsvolle Anlagen nicht benachteiligen

Der jetzt vorliegende Entwurf richtet die Förderung sehr stark auf kleine Anlagen aus. Die spezifisch niedrigeren Investitionskosten größerer Biogasanlagen werden durch die Differenzierung der Grundvergütung berücksichtigt. Bei der Beschaffung von Substraten ergeben sich hingegen keine Kostenvorteile für größere Anlagen. Die Absenkung des NAWARO-Bonus um 4 Cent für Anlagen größer 500 Kilowatt wird den Bau größerer Anlagen verhindern. Die Begrenzung in Anlage 2 VI. Nr. 2.a auf 500 kW muss deshalb gestrichen werden. Auch der Ausschluss NAWARO-Förderung für flüssige Biomasse über 150 kW sollte gestrichen werden, da § 64 Absatz 1 Nr. 2 bereits eine Verordnungsermächtigung enthält, um die Nachhaltigkeit der eingesetzten Biomasse sicherzustellen.

→ **Differenzierung der Anlagenleistung nur über die Grundvergütung regeln**

3. Biogaseinspeisung begünstigt ebenfalls zu stark kleine Anlagen

Durch die vorrangige und kostengünstige Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz eröffnen sich neue Nutzungsmöglichkeiten an Orten mit hohem Wärmebedarf. Die Entwicklung der erforderlichen Anlagentechnik eröffnet zukünftig gute Exportchancen. Die Ausrichtung der Bonuszahlungen auf kleine Anlagen führt auch hier zu einer starken Begünstigung von Anlagen kleiner 500 kW. Es besteht die Gefahr, dass die Anlagengröße sich nicht am Wärmebedarf, sondern vorrangig am erzielbaren NAWARO-Bonus ausrichtet.

→ **Wettbewerbsverzerrung durch Erhöhung der Grenze auf 1,5 MW vermindern**

4. Brennstoffzellen – Technologiebonus ist unwirksam

Der Brennstoffzellentechnologien-Bonus von 2 ct/kWh konnte bislang keine Wirkung entfalten. Das Gutachten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie zur Analyse und Bewertung von Instrumenten zur Markteinführung stationärer Brennstoffzellen schlägt neben einem Investitionskostenzuschuss eine leistungsabhängige Brennstoffzellen-Komponente zwischen 5,5 und 9 ct/kWh im KWK-Gesetz vor. Dieselbe technologie-spezifische Komponente ist im Rahmen des EEG erforderlich.

→ **Technologiebonus für Brennstoffzellen anpassen – Markteinführung flankieren**

Windenergie

1. Onshore Vergütung an geänderte Kostensituation anpassen

Die Entwicklung der Windenergienutzung an Land in Deutschland droht zum Stillstand zu kommen, sollte das Vergütungsniveau nicht deutlich erhöht werden. Gegenüber dem derzeitigen Novellierungsvorschlag ist eine um 1-1,5 Cent/kWh erhöhte Anfangsvergütung erforderlich. Anderenfalls werden die weltweiten Finanz- und Materialkapazitäten in Märkte außerhalb Deutschlands fließen.

→ **Nominale Anfangsvergütung Onshore um 1-1,5 Cent/kWh erhöhen**

2. Repowering Regelung anpassen – bürokratische Hemmnisse abbauen

Bei der verbesserten Repowering Regelung schlagen wir neben der Anpassung an die erhöhte Onshore-Vergütungen die Ausweitung der Möglichkeit des Repowering auf das Bundesland vor. Parallel sind weitere Anstrengungen zum Abbau bürokratischer Behinderungen wie z.B. Höhenbegrenzung und Abstandsregelungen erforderlich, die nicht im Rahmen des EEG geregelt werden können. Ein Dialog zwischen Bund, Ländern und Kommunen zur Erarbeitung eines Konzepts zur Nutzung des Planungsrechts ist notwendig. Ein Repowering-Leitfaden des Bundes wie im Erfahrungsbericht vorgeschlagen wäre hilfreich.

→ **Repowering-Vergütung an erhöhte Onshore Vergütung anpassen.**

3. Offshore Änderungen des Gesetzesentwurf verabschieden – Netzanbindung beschleunigen

Zum Ausbau der Offshore Windindustrie in Deutschland ist neben der Verabschiedung der im EEG-Gesetzesentwurf vorgeschlagenen, verbesserten Rahmenbedingungen für die Offshore Windenergienutzung die Realisierung der Offshore Netze unabdingbar. Außerdem muss der Netzausbau an Land für Offshore wie Onshore Windenergie ausgebaut werden. Dies ist auch für andere erneuerbare Erzeugungsanlagen, für moderne Kraftwerke insgesamt sowie für den Stromhandel erforderlich.

→ **Vorschläge für verbesserte Rahmenbedingungen für Offshore Windenergie übernehmen**

4. Systemdienstleistungs-Bonus muss Mehrkosten kompensieren

Die Einführung eines - von den Materialkostenerhöhungen unabhängigen - Systemdienstleistungs-Bonus ist erforderlich. Die Höhe dieses Bonus muss so ausgestaltet sein, dass die Kosten des technischen Aufwands in der Anlagentechnik abgedeckt werden. Die vorgeschlagenen 0,7 Cent/kWh reichen dazu nicht aus. Nach Herstellerberechnungen ist für die Mittelspannungsebene ein Bonus von 0,9 Cent/kWh und für die Hoch-/Höchstspannungsebene ein Bonus von 1,4 Cent/kWh notwendig. Grundsätzlich sollten erhöhte Anforderungen an Anlagentechnologien auch bei der Netzintegration und Vergütung der Offshore Windenergie berücksichtigt werden. Bei der optionalen Nachrüstung von Altanlagen ist die zeitliche Befristung des Systemdienstleistungsbonus aufzuheben. Die Bedingung, dass der Netzbetreiber die Einhaltung der Anforderungen für „sinnvoll“ bewertet, ist eine willkürliche Regelung. Diese Anforderung muss entfallen. Übergangsfristen müssen nicht nur für bereits in Realisierung befindliche Anlagen, sondern auch für abgeschlossene Verträge gewährt werden.

→ **Systemdienstleistungsbonus nach Spannungsebene differenzieren und an Mehrkosten anpassen**

Wasserkraft

1. Vergütung an geänderte Kostensituation anpassen

Die vorgeschlagenen Vergütungssätze beruhen auf alten Investitionskostenberechnungen. Insbesondere die gestiegenen und für die nächsten Monate bereits angekündigten Erhöhungen der Materialkosten führen zu einer deutlichen Steigerung der Investitionskosten. Darüber hinaus werden – aufgrund der standortspezifischen Randbedingungen – Erhöhungen der Mindestwasserabgabe nicht in den Berechnungen berücksichtigt. Um den Modernisierungsprozess in Gang zu bringen, ist eine weitere Erhöhung der Vergütungen für Anlagen bis 500 kW um 0,5 Cent/kWh, die Einführung einer zusätzlichen Leistungsstufe bis 250 kW mit einer um 2 Cent/kWh erhöhten Vergütung sowie die Förderung modernisierter Anlagen in gleicher Höhe wie Neuanlagen erforderlich. Dies wird auch vom Bundesrat vorgeschlagen. Auch für größere Wasserkraftanlagen muss die nominale Vergütung angesichts der bereits zuvor zu niedrig angesetzten Vergütung um bis zu 2 Cent/kWh steigen. Angesichts des erreichten technischen Entwicklungsstandes der Wasserkraft ist die Degression unabhängig von der Anlagengröße zu streichen.

→ **Kostensteigerungen bei nominale Vergütung berücksichtigen und Modernisierungsanreize erhöhen**

2. Vergütungszeiträume für große und kleine Wasserkraft müssen von Investoren akzeptiert werden

Die Angleichung der erst bei der letzten Novellierung eingeführten unterschiedlichen Vergütungszeiträume auf einheitlich 20 Jahre wird von Betreiberseite klar abgelehnt. Bei größeren Wasserkraftanlagen liegen die Vergütungssätze bereits heute nahe an den Marktpreisen, so dass die Absenkung nicht durch die Verlängerung der Zahlung kompensiert wird. Hinzu kommt, dass Investitionsentscheidungen auf Basis der derzeit gültigen Regelung getroffen wurden. Private Investoren kleinerer Wasserkraftanlagen präferieren aufgrund der langen Nutzungs- und Finanzierungszeiten hingegen die Beibehaltung des 30-jährigen Vergütungszeitraums.

➔ **Vergütungszeiträume des jetzigen EEG beibehalten**

3. Unterschiedliche Vergütungsregelungen bei 5 MW angleichen

Aufgrund der unterschiedlichen Regelungen für Anlagen bis 5 und über 5 MW ergibt sich derzeit bei einer Wasserkraftanlage die nur geringfügig größer als 5 MW ist, dass Absinken der durchschnittlichen Vergütung von 8,45 Cent/kWh auf nur noch 5,96 Cent/kWh. Um diese Differenz auszugleichen, sollte, wie dies auch vom Bundesrat beschlossen wurde, die Eingangsstufe der Vergütung über 5 MW angepasst werden. Ansonsten besteht die Gefahr, dass Anlagen aus wirtschaftlichen Gründen kleiner als technisch möglich ausgelegt werden und Wasserkraftpotenziale nicht optimal genutzt werden.

➔ **Leistungssprung in Vergütungsstruktur vermeiden**

Frankfurt/Berlin, den 21.04.2008

Für Rückfragen stehen Ihnen zur Verfügung:

Thorsten Herdan
Geschäftsführer
VDMA Power Systems

Tel.: +49 69 6603-1351
thorsten.herdan@vdma.org

Gerd Krieger
Referent Wasserkraft/Bioenergie
VDMA Power Systems

Tel.: +49 69 6603-1554
gerd.krieger@vdma.org

Johannes Schiel
Referent Windenergie
VDMA Power Systems

Tel.: +49 30 306946-21
johannes.schiel@vdma.org