

Stellungnahme zum Referentenentwurf zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vom 04. März 2014

Der Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA) vertritt über 3.100 produzierende Unternehmen der Investitionsgüterindustrie. VDMA Power Systems vertritt die Hersteller von Motorenanlagen, thermischen Turbinen und Kraftwerken, Wasserkraftanlagen sowie Windenergieanlagen. Für diese Hersteller sind verlässliche, also planbare und kalkulierbare politische Rahmenbedingungen am Heimatmarkt elementar. Eine stabile Marktentwicklung in Deutschland ist Grundlage für die starke Position der deutschen Industrie am Weltmarkt. Geschlossene Wertschöpfungsketten sind ein weiterer wichtiger Erfolgsfaktor. Die Stromkosten für die im internationalen Wettbewerb stehende Industrie müssen zudem wettbewerbsfähig sein.

EEG 2.0 mit Strommarktdesign 2.0 verzahnen

Für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende haben wir im Herbst 2013 Bausteine für ein EEG 2.0 und ein Strommarktdesign 2.0 vorgelegt. Darin haben wir uns für eine grundlegende Reform des EEG und neue Strommarktprodukte ausgesprochen. Wichtige Weichenstellungen im EEG-Referentenentwurf, wie z.B. verlässliche Ausbaukorridore oder der beschleunigte Übergang zur Direktvermarktung stimmen mit unseren Vorschlägen überein. Sie müssen aber praxistauglich ausgestaltet werden. Angesichts der engen Verknüpfung des EEG mit einem Strommarktdesign 2.0 hätten wir uns gewünscht, dass auch die Themen der gesicherten Kraftwerksleistung, des Ausbaus von Speichern, der regionalen Verteilung der erneuerbaren Energien und die Schaffung von neuen Strommarktprodukten zur Bepreisung von Flexibilitäten in der oder gemeinsam mit der EEG-Novelle aufgegriffen werden. Dies muss nun unmittelbar im Anschluss an die EEG-Novelle erfolgen.

EEG-Reform darf politisches Vertrauen nicht verspielen

Wir begrüßen das klare Bekenntnis zum Bestandsschutz für existierende Anlagen im Referentenentwurf. Allerdings ist die Übergangszeit der schon ab August dieses Jahres in Kraft tretenden EEG-Novelle für in Planung und Realisierung befindliche Projekte völlig unzureichend. Viele Projekte können nicht realisiert werden und der Vertrauensschutz wird schwer beschädigt. Wir fordern daher eine Übergangszeit bis zum 01. Januar 2015. Ferner ist die vorgeschlagene EEG-Umlage auf Eigenstromerzeugung nicht verursachergerecht. Die „Mindestumlage“ für Eigenerzeugungsanlagen ist mit dem Ziel der Bundesregierung, die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen zu wahren, nicht vereinbar.

Änderungsbedarf im EEG-Referentenentwurf vom 04. März 2014

I. Technologieübergreifende Änderungen

1. Übergangsfristen und Vertrauensschutz für Investoren

Der deutsche Maschinen- und Anlagenbau unterstützt eine zügige Reform des EEG sowie das Ziel der Bundesregierung, die Durchschnittsvergütung für neue EEG-Anlagen abzusenken. Dabei müssen aber laufende Projekte den politisch zugesicherten Bestandsschutz erhalten. Im Vertrauen auf den im Koalitionsvertrag gewährten Vertrauensschutz „für in Realisierung befindliche Investitionen“ wurden diese nach der Wahl weiter verfolgt. Viele Projekte können allerdings nicht rechtzeitig bis zum geplanten Zeitpunkt des Inkrafttretens, also dem 01. August 2014 realisiert werden. Projekte, die vor dem 23. Januar 2014 eine Genehmigung hatten, können zwar noch bis Ende 2014 auf der Basis des derzeitigen EEG in Betrieb genommen werden, dies ist aber nicht ausreichend. So hatten z.B. 30 bis 40 Prozent der für das Jahr 2014 geplanten Windenergieprojekte an Land zum Stichtag noch keine vollständige baurechtliche und immissionsschutzrechtliche Genehmigung. Viele dieser Projekte können daher auch nicht bis zum 31. Juli 2014 realisiert werden. Neben der Unklarheit, auf welche Genehmigungen die Frist sich bezieht, ist angesichts z.T. jahrelanger Planungsprozesse für Bioenergie-, Wasserkraft- und Windenergieanlagen, aber auch bei innovativen Konzepten zur Stromversorgung von Kreuzfahrtschiffen eine Übergangszeit bis Ende 2014 unabhängig von bestehenden Genehmigungen notwendig. Sofern ein Inkrafttreten zum 01. August 2014 unabdingbar ist, muss der Stichtag für genehmigte Projekte, die noch bis Ende 2014 nach dem jetzt gültigen EEG behandelt werden, mindestens auf Ende April 2014 festgelegt werden. Alternativ kann der Stichtag 23. Januar 2014 auf die Abgabe der vollständigen Antragsunterlagen abgestellt werden.

Neben dem Bestandsschutz für bereits getätigte Investitionen muss für Neuanlagen in Zukunft grundsätzlich sichergestellt werden, dass die politischen Rahmenbedingungen nach der getroffenen Investitionsentscheidung unverändert bleiben. Wenn es den Investoren nicht möglich ist, die EEG-Rahmenbedingungen zum Zeitpunkt der finalen Investitionsentscheidung verlässlich zu kennen, werden Investitionen zukünftig ausbleiben. Die EEG-Novelle sollte eine generelle Regelung zur Gültigkeit der Rahmenbedingungen zum Zeitpunkt der finalen Investitionsentscheidung beinhalten. Hierzu haben wir ein neues Kriterium „Finale Investitionsentscheidung“ mit folgenden Ausgestaltungsoptionen vorgeschlagen:

1. Zusage nach signifikanten Investitionen oder
2. Physischer oder „kommerzieller“ Baubeginn oder
3. Vertragliche Bindung mit verbindlich begrenzter Projektlaufzeit und Pönalisierung

Alle Optionen müssen verbindlich und nachprüfbar ausgestaltet werden, d.h. auf klar dokumentierten Beschlüssen der Gremien des investierenden Unternehmens beruhen und zeitlich begrenzt sein (Details, siehe Anhang 1).

- **Das Inkrafttreten der EEG-Novelle ist unabhängig vom Genehmigungsstand auf den 01. Januar 2015 festzulegen. Alternativ ist der Stichtag für die Genehmigung auf Ende April 2014 festzulegen oder muss auf die Abgabe der vollständigen Antragsunterlagen vor dem 23. Januar 2014 abgestellt werden.**
- **Eine generelle Abstellung der Gültigkeit des EEG auf eine Regelung zur „Finalen Investitionsentscheidung“ anstelle der Inbetriebnahme ist zu prüfen.**

2. Ausschreibungen als neues Förderinstrument im Kontext der EU-Beihilfeleitlinien

Wir begrüßen das klare Bekenntnis, die EEG-Novelle EU-konform auszugestalten und gleichzeitig die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, die Energiehoheit der Mitgliedsstaaten und die nationalen Gegebenheiten im Auge zu behalten. Die Gespräche der Bundesregierung mit der EU zum Beihilfestreit müssen sich auf Lösungen konzentrieren, die sowohl die Belange der Hersteller von Stromerzeugungsanlagen als auch die Interessen der energieintensiven Zulieferindustrien angemessen berücksichtigen. Europarechtskonforme Kriterien, die Mitnahmeeffekte vermeiden und gleichzeitig die im internationalen Wettbewerb stehende deutsche Industrie nicht benachteiligen, sind schnellstmöglich zu erarbeiten und zu veröffentlichen.

Dem Zeitdruck, der sich aus der engen Abstimmung mit der EU ergibt, darf jedoch nicht die intensive Anhörung der betroffenen Interessen und die parlamentarische Debatte „geopfert“ werden. Neue Regelungen, wie die geplante Einführung eines Ausschreibungssystems, müssen im Hinblick auf die sich hieraus ergebenden Chancen, aber auch die Risiken eingehend geprüft und im Gesetzgebungsprozess diskutiert und bewertet werden. Ab 2017 soll die Förderhöhe der erneuerbaren Energien nach dem Referentenentwurf durch Ausschreibung im Wettbewerb ermittelt werden. Im Koalitionsvertrag wurde dies erst für die Zeit ab dem Jahr 2018 vereinbart. PV-Pilotprojekte sind für die Entwicklung eines Ausschreibungsdesigns etwa für Windenergie ungeeignet. Die Erfahrungen können nicht ohne Berücksichtigung der technologiespezifischen Möglichkeiten, wie bspw. des Umsetzungszeitraums auf alle anderen Technologien übertragen werden. Wir sehen Ausschreibungsmodelle sehr kritisch, da Erfahrungen in anderen Ländern klar gezeigt haben, dass die Effektivität und die Akteursvielfalt sinkt, die Bürokratie und auch die volkswirtschaftlichen Kosten jedoch steigen. Die mögliche Einführung eines Ausschreibungsmodells kann erst dann erfolgen, wenn ein nachweislich leistungsfähiges Auktionsdesign vorliegt, das die Kosteneffizienz der Energiewende steigert, die Akteursvielfalt bewahrt und das Erreichen der Erneuerbaren Energien Ausbauziele gewährleistet. Vor einer möglichen Einführung müssen also weitere Pilotprojekte durchgeführt und ein Vergleich mit anderen Staaten vorgenommen werden, in denen bereits Erfahrungen vorliegen.

Bei der Einführung von Ausschreibungen im Rahmen der Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See ist außerdem zu berücksichtigen, dass die meisten der zur Verfügung stehenden Flächen bereits durch erteilte Baugenehmigungen belegt sind. Hier ist fraglich, wie eine diskriminierungsfreie Ausschreibung erfolgen soll. Ähnliches gilt für die Windenergie an Land, bei der sich viele Flächen in Eigentumsverhältnissen befinden, die Ausschreibungen nur schwer ermöglichen.

- **Basierend auf den Erfahrungen mit der verpflichtenden Direktvermarktung und den PV-Freiflächen-Pilotprojekten sind Ausschreibungsmodelle für andere Technologien kritisch zu prüfen. Die mögliche Einführung eines Ausschreibungsmodells kann erst dann erfolgen, wenn ein nachweislich leistungsfähiges Auktionsdesign vorliegt, das die Kosteneffizienz der Energiewende steigert, die Akteursvielfalt bewahrt und das Erreichen der Erneuerbare Energien Ausbauziele gewährleistet.**
- **§ 1a Absatz 5 ist um eine ergebnisoffene Festlegung über den Zeitpunkt der Einführung von technologiespezifischen Ausschreibungen zu ergänzen.**
- **Zur Sicherung langfristiger Investitionen sollte die Bundesregierung bereits im Kabinettsentwurf deutlich machen, dass der Zeitpunkt der Ermittlung der Förderhöhe ab 2017 nicht gleichbedeutend mit dem Zeitpunkt der Ausschreibung sein kann. Umsetzungszeiträume sind zu berücksichtigen und Übergangszeiträume mindestens für Projekte, die bis Ende 2016 genehmigt wurden, einzurichten.**

3. Verlässlicher Ausbaurridor

Der VDMA befürwortet die Einführung von technologiespezifischen Ausbaurridoren, da sie Vertrauen in die weitere Umsetzung der Energiewende schaffen. Bei ihrer Ausgestaltung sind die sehr unterschiedlichen Projektlaufzeiten zu berücksichtigen. Letztlich muss ein Investor zum Zeitpunkt seiner Investitionsentscheidung Klarheit darüber haben, mit welchen Rahmenbedingungen er bei einer Anlagenrealisierung im Rahmen des geplanten Umsetzungszeitraums rechnen kann. Eine quartalsmäßige Änderung der Degression ist für viele Projekte mit langen Laufzeiten nicht darstellbar. Für die Investoren ergibt sich eine größere Unsicherheit, die von den Banken mit Risikoaufschlägen ausgeglichen werden muss. Die Kosten der Energiewende würden in diesem Fall weiter ansteigen.

Die vorgeschlagenen technologiespezifischen Ausbaurridore müssen den Abbau von Anlagen berücksichtigen und sollten daher als Netto-Ausbaurridore verstanden werden. Das neue Anlagenregister muss deshalb die Abbauzahlen erfassen. Eine starre Bruttozubaubegrenzung könnte bei Nichtberücksichtigung des Abbaus zu einem Verfehlen der EE-Zielvorgaben für das Jahr 2025 führen. Längerfristig ist ein Ausbaurridor an den Kostensenkungspotentialen und der energiewirtschaftlichen Bedeutung der verschiedenen Technologien zu bemessen.

➤ Ausgestaltung der Ausbaurridore als Netto-Ausbaurridore

4. Angemessene Kostenverteilung für energieintensive Industrien und Eigenstromerzeugung

Da der Referentenentwurf für beide Aspekte noch keine Vorschläge beinhaltet, basieren unsere Kommentare auf den in Meseberg verabschiedeten Eckpunkten.

Besondere Ausgleichsregelung

Ausschlaggebend für die Inanspruchnahme der Privilegierung muss für den einzelnen Härtefall das Verursacherprinzip (Strombezug) sowie der Grad der Einbindung in den internationalen Wettbewerb sein. Dabei darf es keinen Unterschied zwischen großen und kleinen Stromverbrauchern geben, sondern der Anteil der Stromkosten an den Gesamtkosten muss im Mittelpunkt der Bewertung stehen. Andererseits darf die im internationalen Wettbewerb stehende Industrie nicht aufgrund hoher Strompreise den Standort Deutschland in Frage stellen. Obwohl der Maschinen- und Anlagenbau selbst nicht energieintensiv ist, so ist er doch auf die qualitativ hochwertigen Wertschöpfungsketten in Deutschland angewiesen, ohne die auch die Wettbewerbsfähigkeit des Maschinen- und Anlagenbaus stark leiden würde. In jedem Fall müssen die Privilegierungstatbestände europarechtskonform ausgestaltet werden. Die Entlastungen von der EEG-Umlage sollten künftig maßvoll an die Fortschritte bei Energieeffizienz gekoppelt werden. Dabei ist zu prüfen, ob die Privilegierung an Energiemanagementsysteme (inklusive Effizienz- oder Lastmanagement) gekoppelt werden kann. So ist denkbar, dass im Rahmen einer Dokumentationspflicht die privilegierten Unternehmen bei der Beantragung der Privilegierung auch kontinuierlich darstellen, dass die betriebswirtschaftlich sinnvollen Potenziale für die Steigerung der Energieeffizienz gehoben werden. Hierbei kann das Energiemanagementsystem für die Dokumentationspflicht genutzt werden, das die antragsstellenden Unternehmen heute schon implementieren müssen. Letztlich kann die Energiewende nur dann zum Erfolg, auch für die deutsche Industrie werden, wenn wir nicht allein bei der Stromerzeugung, sondern auch bei der Energieeffizienz entscheidende Schritte vorankommen.

- **Nachfolgeregelung für alle Unternehmen, die nachweislich im internationalen Wettbewerb stehen, zur Erhaltung der Wertschöpfungsketten in Deutschland**
- **Prüfung einer Kopplung der Privilegierung an Energiemanagementsysteme und Dokumentationspflicht, dass die wirtschaftlich sinnvollen Potenziale zur Steigerung der Energieeffizienz gehoben werden.**

Eigenstromerzeugung

Hocheffiziente Eigenstromerzeugungsanlagen, die häufig in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) betrieben werden, leisten einen wichtigen Beitrag zum effizienten und klimafreundlichen Umbau der Stromversorgung. Neben der Erzeugung von Strom und Prozesswärme im Bereich der energieintensiven Industrien werden KWK-Anlagen im Bereich der industriellen und gewerblichen Strom- und Wärmeerzeugung und in den letzten Jahren auch erfolgreich im Gebäude-Wärmebereich eingesetzt. Neben Primärenergieeinsparungen und CO₂-Minderung leisten sie durch ihre überwiegend dezentrale Netzanbindung einen wichtigen Beitrag zu Entlastung und Stabilisierung der Netze. Die Bundesregierung und die EU-Kommission bemühen sich seit Langem, den Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung auszubauen. Das KWK-Gesetz gibt bis 2020 einen KWK-Anteil an der Stromversorgung von 25 Prozent vor. Trotz dieses Ziels hat sich der Anteil in den letzten Jahren kaum verändert. Das Gutachten, das im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber zur Festlegung der EEG-Umlage 2014 erstellt wurde, aber auch die aktuellen KWK-Zahlen des Bundesamtes für Wirtschaft (BAFA) für den KWK-Zubau bis Ende 2013 belegen, dass der KWK-Zubau seit 2009 fast gleichgeblieben ist. Die in den Eckpunkten vorgeschlagene Belastung von eigenerzeugtem Strom verhindert einen wirtschaftlichen Betrieb von neuen KWK-Anlagen und steht deshalb im klaren Widerspruch zu anderen energiepolitischen Zielen.

Eine EEG-Umlage wird vom VDMA zudem als nicht verursachungsgerecht abgelehnt. Wenn unter dem Aspekt der Solidarisierung eine Einbeziehung gefordert wird, geht der vorliegende Vorschlag einer „Mindestumlage“ bei KWK-Anlagen von 70 Prozent weit über das Ziel hinaus. Dies steht im klaren Widerspruch zum Koalitionsvertrag und zu den Vorgaben im Eckpunktepapier. Neben der Verunsicherung potenzieller Investoren führt sie zu einer deutlichen Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen. Auch die energetische Verwertung von Reststoffen (z. B. Kuppelgase, Grubengase, Deponiegase) muss aufgrund ihrer ökologisch und klimapolitischen Vorteile wie Bestandsanlagen von der EEG-Umlage vollständig befreit bleiben. Hinzu kommt, dass angesichts der z.T. jahrelangen Planungsprozesse von industriellen und gewerblichen KWK-Anlagen eine ausreichende Übergangsfrist erforderlich ist. Da die bisher im EEG-Referentenentwurf vorgesehene Stichtagsregelung für Eigenerzeugungsanlagen nicht gilt, ist hier eine eigenständige Regelung notwendig. Um laufende Projekte nicht zu gefährden, schlagen wir auch für Eigenstromerzeugungsanlagen eine Übergangsfrist mindestens bis Ende 2014 vor.

Die Differenz von mehr als 3 Cent/kWh zwischen Bestandsanlagen und Neuanlagen wird darüber hinaus dazu führen, dass der Bau von Neuanlagen unterbleibt. Wichtige Potenziale zur Effizienzsteigerung durch den Ersatz von Alt- durch Neuanlagen, insbesondere in der energieintensiven Industrie werden dadurch blockiert.

Die Bagatellgrenze und der zusätzliche MWh-Deckel sind einseitig auf PV-Anlagen ausgerichtet. Mit 10 kW bei 1.000 Benutzungsstunden werden PV-Anlagen auf Einfamilienhäusern freigestellt. Für nicht PV-Anlagen sind die Werte viel zu gering, da selbst Micro-KWK-Anlagen angesichts deutlich höherer Benutzungsstunden betroffen sind. Hinzu kommt der zusätzliche Aufwand für die Erfassung von Nicht-EE-Anlagen im Anlagenregister. Dies steht

zudem im klaren Widerspruch zur Novelle des KWK-Gesetzes, in dem die Bürokratiekosten reduziert worden sind und zur gezielten Förderung der Micro-KWK durch ein eigenes Fördergesetz.

Auch eine Übertragung der zwischen EU und Bundesregierung diskutierten Kriterien für die besondere Ausgleichsregelung auf die Eigenerzeugungsanlagen wird als nicht sachgerecht abgelehnt. Eigenerzeugungsanlagen als hocheffiziente Möglichkeit zur dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung und damit als ein wichtiger Baustein für die Energiewende müssen für alle Unternehmen unabhängig von Branche und Unternehmensgröße diskriminierungsfrei nutzbar sein.

- **Belastung der Eigenerzeugung mit EEG-Umlage ist nicht verursachungsgerecht und kann unter dem Solidarisierungsaspekt nur in begrenztem Umfang erfolgen**
- **Für Eigenerzeugungsanlagen ist eine angemessene Übergangszeit erforderlich, das Inkrafttreten der EEG-Novelle ist unabhängig vom Genehmigungsstand auf den 01. Januar 2015 festzulegen.**
- **Keine Belastung von Bestandsanlagen und Anlagen zur Nutzung von Reststoffen**
- **Die Belastung von Neuanlagen im industriellen und gewerblichen Bereich sowie im Bereich der öffentlichen Hand ist ohne Verlust der Wirtschaftlichkeit nur bis max. 25 Prozent möglich.**
- **Anhebung der Bagtallgrenze auf 50 kW für KWK-Anlagen im Gebäudebereich und Wegfall des MWh-Deckel, um bürokratischen Aufwand und Ausweitung des Anlagenregisters zu vermeiden**
- **Kopplung der Regelung für Eigenerzeugung an die Kriterien für besondere Ausgleichsregelung behindert Erschließung von Effizienzpotenzialen und wird deshalb als nicht sachgerecht abgelehnt**

II. Technologiespezifische Änderungen

Biomasse

Bei Biomasse schießen angesichts des bereits unter den derzeitigen EEG-Regelungen massiv zurückgegangenen Zubaus die vorgeschlagenen Maßnahmen weit über das Ziel hinaus. Anreize für die im Koalitionsvertrag geforderte Flexibilisierung der Anlagen sind nicht erkennbar. Im Gegenteil, durch die Begrenzung der Bemessungsleistung für Bestandsanlagen in § 32 c auf 0,7, werden Leistungserhöhungen verhindert. Die Potenziale der Biomasse zur Systemintegration der fluktuierenden Einspeisung von Wind- und Sonnenstrom bleiben ungenutzt.

Angesichts der umfangreichen Genehmigungsverfahren und der oft langwierigen Verhandlungen zur Biomassebeschaffung und zum Wärmeverkauf beträgt der Projektvorlauf bis zu zwei Jahre. Rechtsunsicherheiten durch unklare bzw. unerprobte Vorgaben verlängern diese Zeitspanne noch. Tiefgreifende Veränderungen an den Rahmenbedingungen müssen deshalb frühzeitig kommuniziert und entsprechende Verfahren mit allen Beteiligten erörtert und mit entsprechenden Übergangsfristen eingeführt werden.

Eine standortangepasste Anlagenauslegung sollte weiter möglich bleiben. Insbesondere die Emissionsminderungspotenziale von Gülleanlagen müssen weiter erschlossen werden.

Die Ausführungen zur Bioenergie gelten sinngemäß auch für Sondergase, wie Klär-, Depo- nie- und Grubengas. Deren Nutzung leistet einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz. Sie sind deshalb auch zukünftig von einer Belastung mit einer EEG-Umlage auszunehmen.

- **Flexibilitätpotenziale von Biogas-Bestandsanlagen müssen erschlossen werden, Bestandsanlagen müssen deshalb die Flexibilitätsprämie analog EEG 2012 auch weiter bei einer Bemessungsleistung in Höhe der Höchstbemessungsleistung in Anspruch nehmen können.**

Wasserkraft

Die wirtschaftliche Lage von Wasserkraftanlagen hat sich weiter verschlechtert. Weiter wachsende Umweltauflagen in Verbindung mit gesunkenen Stromerlösen bedrohen auch Bestandsanlagen. Modernisierungsinvestitionen unterbleiben.

Bei Berücksichtigung auch von neuen Anlagen liegt das zusätzliche Potenzial nach Studien im Auftrag des Bundesumweltministeriums bei 25 Prozent und nicht bei 14 Prozent. Neben der Berücksichtigung nur eines Teils des noch erschließbaren Potenzials wird vor allem die Gefahr des sukzessiven Verlusts der heutigen Erzeugung unterschätzt. Bereits lange vor dem eigentlichen Konzessionsauslauf ist die Investitionsbereitschaft der Anlagenbetreiber angesichts der damit in Verbindung stehenden Kosten für ökologische Verbesserungsmaßnahmen gering. D.h. bereits in wenigen Jahren wird beim weiteren Verzicht auf Modernisierungsmaßnahmen die Erzeugung deutlich zurückgehen. Wir rechnen bis zum Jahr 2030 wegen Konzessionsauslauf sowie Verschlechterung von Anlageneffizienz und Verfügbarkeit mit einem Rückgang der Stromerzeugung aus Wasserkraft um bis zu 8 TWh. 80 Prozent der Anlagen sind älter als 50 Jahre. Wenn dieser Rückgang gestoppt werden soll, sind jetzt Maßnahmen zu ergreifen.

Die derzeitigen Vergütungssätze ermöglichen auch nach Berechnungen im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichtes bei Anlagen bis 2 MW keinen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb. Auch bei größeren Anlagen sind die Kosten für ökologische Begleitmaßnahmen nicht durch die Vergütungssätze refinanzierbar. Gerade aber im Bereich der größeren Anlagen sind noch erhebliche Modernisierungspotenziale vorhanden. Ohne eine Berücksichtigung aller Kosten einschließlich ökologischer Begleitmaßnahmen wird kein Betreiber investieren. Wenn also diese Potenziale gehoben werden sollen, ist eine Förderung des gesamten erzeugten Stroms, nicht nur des dem Zubau zuzurechnenden Stroms erforderlich, da auch die ökologischen Begleitmaßnahmen der Gesamtanlage zuzurechnen sind. Durch die Vorgabe einer Effizienzsteigerung von mindestens 5 Prozent wird ein Anreiz geschaffen, die technisch vorhandenen Potenziale zu erschließen.

- **Bei Modernisierungen ist der gesamte erzeugte Strom einzubeziehen, auch bei Anlagen über 5 MW, unter Zugrundelegung einer Mindesteffizienzsteigerung von mindestens 5 Prozent**

Windenergie an Land

1. Kostengünstiger Ausbau der Windenergie an Land

Der Referentenentwurf sieht für das Jahr 2015 eine Anfangsvergütung für Windenergie an Land von 8,9 Cent/kWh und eine Endvergütung von 4,95 Cent/kWh vor, die die Vermarktungskosten integriert. Das Referenzertragsmodell soll durch die Änderungen bei den Parametern zur Dauer der Anfangsvergütung deutlich verschärft werden. Projekte an Standorten mit einem Referenzwert kleiner 70 Prozent lassen sich mit der vorgeschlagenen Anfangsvergütung kaum realisieren. Eine energiewirtschaftlich sinnvolle regionale Streuung der WEAs wird nicht unterstützt. Die vorgeschlagene nur geringfügige Verlängerung der Vergütungsdauer an Standorten mit einem Referenzertrag zwischen 77,5 und 95 Prozent des Referenzertrags führt zu einem steilen Abfallen der durchschnittlichen Vergütungen an diesen Standorten und macht viele Projekte an guten Binnenlandstandorten unwirtschaftlich. Der zusätzliche „Knick“ bei Standorten mit einem Referenzwert von 95 Prozent erhöht die Komplexität des Vergütungsmodells, führt zu Fehlanreizen und begünstigt den Einsatz systemisch suboptimaler Anlagentechnologien. Anders als im Koalitionsvertrag und in den EEG-Eckpunkten angekündigt, liegt die Vergütung im Jahr 2015 nicht um 10 bis 20 Prozent, sondern um bis zu 25 Prozent unter dem Niveau des Jahres 2013. Projekte mit mittleren Standortgütern von 85 bis 100 Prozent wären besonders stark von der Kürzung betroffen. Wir schlagen vor, auf den zusätzlichen Knick bei 95 Prozent des Referenzwertes zu verzichten und die Verlängerung des Anfangswertes der Vergütung auf Basis der Parameter der Eckpunkte zur Reform des EEG umzusetzen.

- **Die Frist des Anfangswertes der Vergütung ist linear um einen Monat je 0,29 Prozent des Referenzwertes zu verlängern, um den der Ertrag der Anlage 130 Prozent des Referenzertrags unterschreitet**

2. Abregelung

Die im Koalitionsvertrag angekündigte aber im Referentenentwurf noch nicht ausgeführte pauschale entschädigungsfreie Abregelung könnte faktisch als Reduktion der Vergütung um zusätzliche bis zu 5 Prozent wirken. Im Koalitionsvertrag wurde vereinbart, dass Spitzenlast künftig bei neuen Anlagen im begrenzten Umfang (weniger als 5 Prozent der Jahresarbeit) unentgeltlich abgeregelt werden könnte, soweit dies die Kosten für den Netzausbau senkt und dazu beiträgt, negative Börsenstrompreise zu vermeiden. Dies gilt es nun zügig zu prüfen. Die Unklarheit verunsichert Hersteller und Betreiber von WEA und würde die Finanzierung sehr stark erschweren. Um Finanzierungsrisiken zu minimieren, muss hier schnellstmöglich eine Klarstellung erfolgen.

- **Ob und in welchen Fällen es eine entschädigungsfreie Abregelung geben wird, muss zur Schaffung von Rechtssicherheit schnellstmöglich geklärt werden. Die Kriterien für eine entschädigungsfreie Abregelung sind parallel zum parlamentarischen Verfahren der EEG-Novelle zu entwickeln, bei der Bemessung der Vergütung zu berücksichtigen und im Rahmen einer Anpassung des EnWG zügig umzusetzen**

3. Länderöffnungsklausel für Windenergieanlagen an Land

Der Vorschlag, eine Länderöffnungsklausel in das Baugesetzbuch (BauGB) einzufügen, die es Ländern ermöglicht, eigene Regeln über Mindestabstände von WEA zur Wohnbebauung festzulegen, würde dem nationalen Ausbaukorridor zuwider laufen, Räume unnötig einengen und kosteneffiziente Potenziale zur Erreichung der Ausbauziele einschränken. Anstelle bundeseinheitlichen und an begründeten Kriterien orientierten Abstands- und Höhenregeln würden wieder verstärkt willkürliche administrative Hemmnisse drohen. Länderspezifischer Re-

gelungen würden nicht nur die Realisierung von Projekten aufgrund unklarer Rahmenbedingungen erschweren, sondern letztlich auch die Kosten der Energiewende erhöhen. Durch eine unbefristete Länderöffnungsklausel würden ohne sachliche Begründung dauerhafte Risiken heterogener und wechselnder föderaler Rahmenbedingungen für bundesweit und weitestgehend global einheitliche Technologien kreiert.

- **Der Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Länderöffnungsklausel zur Vorgabe von Mindestabständen zwischen WEA und Wohnnutzungen ist abzulehnen**
- **Die Länderöffnungsklausel zur Vorgabe von Mindestabständen zwischen WEA und Wohnnutzungen ist soweit unvermeidbar auf 12 Monate zu befristen**

Windenergie auf See:

1. Netzanschlussmanagement für Offshore-Windenergie-Projekte (OWP)

Das neue EEG muss entsprechend dem Systemwechsel im EnWG den Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) als Grundlage für den OWP-Ausbau beibehalten. Die Ausbauziele lassen sich allenfalls dann erreichen, wenn das Management der Netzanschlüsse ausreichend flexibel angewendet und vermieden wird, dass belegte Netzanschlüsse den Ausbau blockieren und weit fortgeschrittene Projekte zurückstehen. Angesichts der bereits erfolgten unbedingten Netzanbindungszusagen mit einem Volumen von 5,9 GW könnten auf Basis des Referentenentwurfs nur noch 600 MW neu vergeben werden. Allenfalls dann, wenn Projekten mangels Umsetzungsfortschritt Kapazitäten „entzogen“ würden, könnten neue Zusagen erfolgen. Weitere Netzanschlusszusagen werden aber aller Voraussicht nach benötigt, um die 6,5 GW Ziel zu erreichen. Mit einer „harten Mengensteuerung“ mit maximal 6,5 GW Kapazitätszuweisungen könnte das Ende 2013 von der Bundesnetzagentur (BNetzA) konsultierte, neue Kapazitätszuweisungsverfahren nicht wie geplant in diesem Frühjahr in Kraft gesetzt werden. Die BNetzA müsste es wohl nach der EEG-Novelle überarbeiten. Neue Kapazitäten könnten dann aller Voraussicht nach erst im Frühjahr 2015 vergeben werden. Der Branche droht damit wieder ein Jahr Verzögerung, bis der neuerliche Systemwechsel dann in 2015 vollzogen wäre. Das Ziel der Politik, in 2014 neue Investitionsentscheidungen zu ermöglichen, würde durch den harten Deckel und die Unklarheiten bei der Kapazitätszuweisung bedroht. Umsetzungswahrscheinlichkeiten (bisher lagen diese bei etwa 65 Prozent) sind bei der Netzkapazitätsvergabe zu berücksichtigen.

- **Aufgrund von Verzögerungen bei Netzanbindungen und absehbarer Engpässe im Netzanschlussmanagement sind für eine Zielerreichung des OWP-Ausbaus an Stelle eines starren Maximums von 6,5 GW Kapazitätszuweisung auf Basis des O-NEP Reserven bei Kapazitätszuweisungen mindestens in einer Größenordnung des Anbindungskapazität des Startnetzes in Höhe von 8,4 GW vorzuhalten.**

2. Investitionssicherheit für die Windenergie auf See

Die vorgesehene Regelung zur Verlängerung des Stauchungsmodells bewerten wir positiv. Die weiteren Regelungen zur Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See werfen hingegen noch erhebliche Fragen auf. Kritisch ist die geplante Absenkung der Vergütung im Stauchungsmodell um jeweils einen Cent/kWh in 2018 und 2019. Dieser Vorschlag widerspricht dem Geist der Verhandlungen zum Koalitionsvertrag, bei denen die Beteiligten eine Verlängerung des Stauchungsmodells bis 2019 ohne Änderung weiterer Konditionen vereinbart haben. Aufgrund der aktuellen Verzögerungen beim Netzanschluss und bei der Klärung von Haftungsfragen sind der Baubeginn und die Investitionsentscheidung bei zahlreichen Projekten verzögert. Darüber hinaus hat die zur Diskussion gestellte Strompreisbremse zu

zusätzlicher Verunsicherung bei den Investoren geführt. Im Ergebnis erfolgt der ursprünglich erwartete Ausbau von Windenergieanlagen auf See (10 GW bis 2020) verspätet - ebenso wie die damit verbundenen Kostensenkungseffekte. Die angekündigte Vergütungsabsenkung um jeweils einen Cent/kWh für Anlagen im Stauchungsmodell, die 2018/19 in Betrieb gehen, ist daher kritisch zu hinterfragen, da sie die zu erwartenden positiven Auswirkungen des Stauchungsmodells konterkariert. Insgesamt ist davon auszugehen, dass der vorliegende Referentenentwurf zu einer Verunsicherung bei OWP-Betreibern und Banken führen wird mit der Folge einer mangelnden Investitions- bzw. Finanzierungsbereitschaft.

- **Die in den Koalitionsverhandlungen Zusicherung der Beibehaltung des Stauchungsmodells ist ohne Abstriche einzuhalten.**

Der VDMA steht mit seinen Mitgliedsunternehmen und seiner Expertise zur Verfügung, um die Energiewende erfolgreich umzusetzen. Wir bieten Gespräche an, um die Möglichkeiten zu diskutieren, die richtigen Rahmenbedingungen für eine erfolgreiche Technologieentwicklung zu setzen, die den Umbau der Energieversorgung gewährleistet und die Energiepreise stabilisiert.

Neue innovative Anlagenkonzepte werden hierzu einen entscheidenden Beitrag leisten. Die Bundesregierung muss allerdings sicherstellen, dass diese Technologien auch zum Einsatz kommen können. Ein Ausschluss von bestimmten Windenergiestandorten - wie aus Bayern gefordert - oder ein faktischer Ausbaustopp von Biomasseanlagen sind dabei kontraproduktiv, weil sie den Einsatz von neu entwickelten, hocheffizienten Technologien verhindern.

Frankfurt, den 12.03.2014

Dr. René Umlauf

Thorsten Herdan

Anhang 1

Finale Investitionsentscheidungen erfordern Investitionssicherheit

„FID“-Kriterien: Ab wann wird eine Sicherheit der Rahmenbedingungen erforderlich?

Insbesondere bei der anstehenden EEG-Novelle, aber auch für andere Änderungen am Strommarktdesign besteht die Notwendigkeit einen Zeit- bzw. Prozesszeitpunkt festzulegen, ab dem für den Investor in Bezug auf die politisch gesetzten, wirtschaftlichen, anlagenbezogenen Rahmenbedingungen Sicherheit besteht. Eine solche im Vergleich zum bisherigen Modell vorgezogene Zusage bietet gleichzeitig die Möglichkeit, die nächsten Schritte des Kapazitätsausbaus mit hoher Verbindlichkeit vorherzusagen.

Ziele und Kriterien für die Festlegung des Zusagezeitpunkts

- Ziel ist es, das regulatorische Risiko für den Investor zu minimieren, ohne ihm sonstige übliche und im freien Wettbewerb durchaus wünschenswerte Risiken abzunehmen.
- Die Vermeidung von Investitionsattentismus, hohen Risikokosten oder „Stranded Investments“ durch Projektabbrüche nach signifikanten Investitionen liegen im gesamtwirtschaftlichen Interesse.
- Die Kriterien sollten allgemeingültig und möglichst nicht technologie- oder größen-spezifisch differenziert sein.

Grundsätzlich sollten die rechtlich festgelegten Optionen **immer verbindlich und nachprüfbar** sein:

1. Ein klar dokumentierter Beschluss der Gremien (Vorstand o.Ä.) des investierenden Unternehmens, die die Investition entscheiden, muss vorliegen.
2. Die verbindliche Zusage muss zeitlich begrenzt sein. Diese kann am gesamten finanziellen Projektvolumen oder nach Erzeugungskapazitäten gestaffelt werden.

Option 1: Zusage nach signifikanten Investitionen

Analog zu der im US-amerikanischen Production Tax Credit (PTC) angewandten Regelung kann ein Zeitpunkt, zu dem bereits ein signifikantes Investment erfolgt ist, herangezogen werden. Die im US-amerikanischen Regelwerk vorgesehenen 5 Prozent des gesamten Projektvolumens erscheinen hierbei durchaus praktikabel.

Option 2: Physischer oder „kommerzieller“ Baubeginn

Die Zusage erfolgt mit physischem Baubeginn bzw. mit der Auslösung eines signifikanten Bestellvolumens. Die Auslöseschwelle als Anteil des Investitionsvolumens ist noch festzulegen. Physischer Baubeginn ist zu definieren als Beauftragung und Beginn erster relevanter Prozess-Schritte. Hierzu sollte auf die Anlagentechnik Bezug genommen werden.

Option 3: Vertragliche Bindung mit verbindlich begrenzter Projektlaufzeit und Pönale

Sollten aufgrund komplexer Projektstrukturen und kurzer finaler Bauzeiten die ersten beiden Optionen nicht praktikabel sein, kann als Alternative auch ein verbindlicher Vertrag mit einer signifikanten Pönalisierung zum Ausschluss des regulatorischen Risikos geschlossen werden. Hierbei ersetzt die festgelegte, signifikante Pönale die in den beiden vorhergehenden Optionen nachgewiesenen Investitionen. Die jeweilige Maximaldauer des Projektes kann wiederum gesetzlich, größen-spezifisch pauschal festgelegt werden.