

Stellungnahme der juwi AG zum Gesetzentwurf der Bundesregierung zum EEG (Kabinettsbeschluss) vom 08.04.2014

Version 26.05.2014

➔ Übersicht Positionen

1. „Die geplanten Übergangsbestimmungen gewähren keinen ausreichenden Vertrauensschutz für Investitionen. Dies gilt insbesondere für Investitionen in Windprojekte im Binnenland. Deutlich verbesserte Übergangsregelungen sind ohne messbaren Anstieg der EEG-Umlage möglich“2
2. „Internationale Erfahrungen zeigen: Ausschreibungssysteme für erneuerbare Energien haben sich bis dato nicht bewährt. Vor einer Systemumstellung auf Ausschreibungen muss daher – wie auch im Koalitionsvertrag vereinbart – deren Vorzugswürdigkeit gegenüber dem bestehenden System nachgewiesen werden. Die EU-Behilfeleitlinien räumen den Mitgliedsländern hier entsprechenden Spielraum ein“4
3. „Das Vergütungssystem stellt für Wind-Onshore Projekte im Binnenland eine sehr knapp bemessene Vergütung in Aussicht. Nur unter Annahme gleichbleibender Parameter, wie Zinsniveau und Rohstoffpreise sowie keinen weiteren unkompenzierten Belastungen im Rahmen des Einspeisemanagements, kann Wirtschaftlichkeit hergestellt werden.“6
4. „Die Einführung der Direktvermarktung für kleine Anlagen führt zu hohem Verwaltungsaufwand und Mehrkosten; die Regelungen im Gesetzentwurf sollten sich daher an den Vorgaben der EU-Behilfeleitlinien orientieren und eine verpflichtende Direktvermarktung nur für Anlagen ab 500 kW vorsehen. Die Ausfallvergütung sollte zur Risikominimierung auf mindestens 90% erhöht werden.“7
5. „Für Betreiber von Neuanlagen ist es aufgrund der Anforderungen im EEG 2014 nicht möglich, unmittelbar ab Inbetriebnahme in das Marktprämienmodell zu wechseln. Bei gemeinsamer Nutzung von Netzinfrastruktur durch Neu- und Bestandsanlagen entstehen dadurch für Betreiber bestehender Anlagen unkalkulierbare Risiken durch Rückstufung auf den Marktwert. Eine Übergangsfrist von einem Monat für den Nachweis der Fernsteuerbarkeit und weiterer Unterlagen zur Anmeldung in das Marktprämienmodell schafft hier Abhilfe und kann den effizienten Ausbau erneuerbarer Energien sicherstellen.“8
6. „Im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung sollte die anteilige Nutzung mehrerer Veräußerungsformen sowohl für einzelne Anlagen, als auch für mehrere Anlagen an einer gemeinsamen Messeinrichtung (Windparks) weiterhin möglich sein. Damit kann die EEG-Umlage deutlich entlastet werden.“11
7. „Im Sinne der echten Marktintegration erneuerbarer Energien und einer erhöhten Akzeptanz der Energiewende wird ein optionales Vermarktungsmodell benötigt, das ökologisch hochwertige Stromprodukte ermöglicht und einen Beitrag zu einer verbesserten Systemintegration leistet. In das EEG sollte für die zukünftige Ausgestaltung eines solchen Systems eine Verordnungsermächtigung aufgenommen werden.“12
8. „Erneuerbarer Eigen- und Direktverbrauch muss bis zur Etablierung entsprechender Geschäftsmodelle im Markt von der EEG-Umlage befreit bleiben. Eine Differenzierung der Beteiligung an der EEG-Umlage zwischen erneuerbaren und fossilen Eigenverbrauch ist aus Klimaschutz Gesichtspunkten zwingend erforderlich.“13
9. „Die Einschränkung der Einsatzstoffe für die Biogasnutzung sollte mit Augenmaß und unter Maßgabe der Sicherstellung eines Zubaukorridors in Höhe von ca. 250 MW pro Jahr erfolgen.“15



➔ Einleitung

Die juwi-Gruppe ist ein international führendes Unternehmen der Erneuerbare-Energien-Branche mit dem Kerngeschäft im Bereich der Projektentwicklung und Betriebsführung von Wind-, Solar- und Biogasanlagen. Das Unternehmen verfolgt die klare Vision eines Umbaus der Energieversorgung hin zu erneuerbaren und dezentralen Energieerzeugungsstrukturen unter Einbindung regionaler Akteure, Kommunen und Bürger.

Nachfolgend bezieht die juwi AG Stellung zum Gesetzentwurf der Bundesregierung (Kabinettsbeschluss) zum EEG vom 08.04.2014.

Eine Umsetzung des Gesetzentwurfs in der vorliegenden Form würde den im Koalitionsvertrag angekündigten Vertrauensschutz fundamental untergraben. Die Auswirkungen auf juwi als Deutschlands führendem Projektentwickler für Wind-Onshore mit einer installierten Leistung von ca. 260 MW im Jahr 2013 (entspricht einem Marktanteil von ca. 10%) stehen hier stellvertretend für die gesamte Branche. Die geplante Übergangsbestimmung mit Stichtag 23.01.2014 für das Vorliegen der Genehmigungen ist weder sachlich noch juristisch ein belastbarer Anknüpfungspunkt. Bereits getätigte Investitionen in die Projektentwicklung in Millionenhöhe werden ohne einen messbaren Effekt auf die EEG-Umlage gefährdet. Insbesondere der Ausbau der Windenergie an Land wäre davon betroffen, obwohl dieser unter den erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung die mit Abstand kostengünstigste Technologie darstellt. Die Zielsetzung einer kosteneffizienten Energiewende kann daher nur mit einem weiterhin dynamischen Ausbau dieser Technologie realisiert werden. Windenergie an Land ist zudem ein wichtiger volkswirtschaftlicher Faktor. Neben den Projektentwicklern, Anlagenbetreibern und Betriebsführern besteht in Deutschland eine wichtige, weltweit führende Hersteller- und Zulieferindustrie, mit einer entsprechend hohen Zahl an qualifizierten Arbeitsplätzen.

Der vorgestellte Referentenentwurf gefährdet die Zielsetzung einer kosteneffizienten Energiewende und konterkariert diese insbesondere durch die nachfolgend aufgeführten Regelungen:

➔ Positionen

➔ 1. „Die geplanten Übergangsbestimmungen gewähren keinen ausreichenden Vertrauensschutz für Investitionen. Dies gilt insbesondere für Investitionen in Windprojekte im Binnenland. Deutlich verbesserte Übergangsregelungen sind ohne messbaren Anstieg der EEG-Umlage möglich“

Gegenstand:

- Gemäß § 96 „Allgemeine Übergangsbestimmungen“ Absatz 3 fallen nur Anlagen mit Inbetriebnahme bis 31.12.2014 unter die Regelungen des EEG 2012, sofern eine Genehmigung bzw. Zulassung vor dem 23.01.2014 vorgelegen hat.

Juwi-Vorschlag:

- Die Übergangsbestimmungen sollten so definiert werden, dass das EEG 2012 für genehmigungsbedürftige Anlagen gilt, die bis 31. Dezember 2014 in Betrieb genommen werden, sofern der entsprechende **Genehmigungsantrag vor dem 23. Januar 2014** gestellt wurde. Eine entsprechende Bestätigung (Mitteilung über Antragseingang/Mitteilung des Aktenzeichens oder Eingangsstempel der Behörde auf den Genehmigungsunterlagen) ist bei der Behörde einzuholen und dem Netzbetreiber vorzulegen.



Begründung:¹

- Die geplanten Übergangsregelungen bringen den Windenergieausbau insbesondere im Binnenland, wo neue Planungsgesetze erst jetzt greifen und dringend neue Stromerzeugungskapazitäten gebraucht werden, zum Erliegen und gefährden damit die Energiewende. Seit Ankündigung der geplanten Übergangsregelung in den EEG-Eckpunkten Ende Januar können davon betroffene Projekte nicht mehr wirksam und effizient weiterbearbeitet werden. Banken halten ihre Finanzierungszusagen zurück und die Projektentwicklung stockt. Durch den Kabinettsbeschluss, bei gleichzeitigem Widerstand der Länder, wird diese Situation zusätzlich verschärft und eine Klärung auf eine Verständigung zwischen Bundesrat und Bundestag verschoben. **Der Schaden entsteht vor allem bei Projekten im Binnenland**, für die aufgrund der erst in den letzten Monaten angepassten landesrechtlichen und –planerischen Voraussetzungen Anträge auf Genehmigung eingereicht werden konnten. Zum geplanten Stichtag 23. Januar befanden sich folglich ein Großteil dieser Projekte noch in der Bearbeitung bei den Genehmigungsbehörden.²
- **Das Vorliegen einer Genehmigung vor dem 23.1. ist weder sachlich noch juristisch ein belastbarer Anknüpfungspunkt für eine EEG-Übergangsregelung:**
 - Prinzipiell entfällt das Vertrauen erst mit der 3. Lesung und Beschlussfassung im Bundestag. Für diese ist nach vorgelegtem Zeitplan der 26./27.06. vorgesehen.
 - Aus sachlicher Perspektive ist davon auszugehen, dass in Abhängigkeit des Bundeslandes und der Arbeitsweise der Genehmigungsbehörden auch für Anlagen, deren Inbetriebnahme 2014 stattfinden soll, eine Ausstellung der erforderlichen Genehmigung zu einem deutlich späteren Zeitpunkt als dem 22.1. stattfinden kann.
- Die immissionsschutzrechtliche Genehmigung stellt zudem keinen geeigneten Indikator dar, da diese die behördliche Verfahrenszeit als Risiko beim EEG-Anlagenbetreiber verortet. Diese weicht, wie oben bereits erwähnt, von Bundesland zu Bundesland stark ab und ist von der Arbeitsweise der Genehmigungsbehörde abhängig.
- **Ein sachgerechter Vertrauensschutz für eine Übergangsregelung wäre der Zeitpunkt der Einreichung des Antrages auf Genehmigung bei der zuständigen Behörde.** Der Antragsteller hat bereits zu diesem Zeitpunkt bei einem Planungsvorlauf von 3-5 Jahren erhebliches Vertrauen und Kapital investiert, konkret:
 - **Jahrelange Projektvorbereitung** (Nutzungsverträge wurden abgeschlossen, planungsrechtliche Abstimmungen mit der Gemeinde und der Regionalplanung vorgenommen, ggf. mit Übernahme der Kosten der Bauleitplanung sowie erheblicher Aufwand zur Vorbereitung der Antragsunterlagen)
 - **Erstellung umfangreicher Gutachten** (naturschutzbezogene Untersuchungen)
 - **Anlagenvorbestellungen und –anzahlungen** (Lieferzeiten zwischen 12 und 14 Monate)
 - **Gebührenrisiko** (Die Genehmigungen für Windenergieanlagen kosten nach aktuellem Stand zwischen 12.000 und 25.000 EUR pro Anlage, selbst bei Nichtgenehmigung fallen signifikante Gebühren an)
- In Summe sind bis zur Antragseinreichung Investitionen in mindestens sechsstelliger Höhe pro geplanter Windenergieanlage getätigt worden. Diese Investitionen sind rechtlich schutzwürdig und benötigen daher Vertrauensschutz.
- Das Kriterium der Einreichung des Antrags vor dem 23.01. in Verbindung mit der **zweiten Anforderung der Inbetriebnahme bis 31.12.2014** unterstützt die Ziele der Bundesregierung: Nur Anträge, deren Unterlagen so beschaffen sind, dass die Genehmigungsbehörde noch rechtzeitig die Genehmigung erteilen kann (für

¹ Weitere Begründung siehe auch „Hinterlegung Punkt 1_Juristische Stellungnahme EEG Übergangsregelung_31. Januar 2014“

² Detaillierung siehe „Hinterlegung Punkt 1_Grafik unterjähriger Verlauf Genehmigungen und Inbetriebnahme_öffentlich“



viele Vorhaben wird eine Genehmigungserteilung bis spätestens Mai / Juni erforderlich sein, um bis 31.12.2014 in Betrieb zu gehen), werden von der Übergangsregelung profitieren können.

- Durch das Kriterium der Antragseinreichung vor dem 23.01. kann ein „Run“ auf die Genehmigungsbehörden ausgeschlossen werden, da dieser Termin bereits in der Vergangenheit liegt und sich die Anzahl der von der EEG-Übergangsregelung profitierenden Vorhaben nicht mehr erhöhen kann.
- Die entsprechenden Verfahren befinden sich bereits in der Bearbeitung bei den BimSchG-Behörden, sind planbar und entsprechen dem normalen Antragsaufkommen. Auch bislang war es so, dass wegen der jährlichen Vergütungsdegression BimSchG-Anträge unter einem gewissen Zeitdruck standen. Ein erhöhter Zeitdruck ist damit für die BimSchG-Behörden nicht zu erwarten.
- **Die von juwi vorgeschlagene verbesserte Übergangsregelung wirkt sich im Bereich Wind-Onshore kaum auf die EEG-Umlage aus. Bezogen auf das kleine Zeitfenster der Übergangsregelung würden bei einer Anpassung gemäß dem juwi-Vorschlag die Auswirkungen auf die EEG-Umlage im nicht messbaren Bereich liegen, den Vertrauensschutz aber signifikant erhöhen.**³

2. „Internationale Erfahrungen zeigen: Ausschreibungssysteme für erneuerbare Energien haben sich bis dato nicht bewährt. Vor einer Systemumstellung auf Ausschreibungen muss daher – wie auch im Koalitionsvertrag vereinbart – deren Vorzugswürdigkeit gegenüber dem bestehenden System nachgewiesen werden. Die EU-Behilfelinien räumen den Mitgliedsländern hier entsprechenden Spielraum ein“

Gegenstand:

- **Punkt 1.4 „Energiewende zum Erfolg führen“ des Koalitionsvertrages** für die 18. Legislaturperiode führt zum Thema **Reform des Fördersystems** aus, dass „ab 2018 die Förderhöhe über Ausschreibungen ermittelt werden, sofern bis dahin in einem Pilotprojekt nachgewiesen werden kann, dass die Ziele der Energiewende auf diesem Wege kostengünstiger erreicht werden können.“ Des Weiteren wird dort festgehalten, dass „bei der Realisierung von Ausschreibungen eine breite Bürgerbeteiligung möglich bleibt“.
- **§ 2 „Grundsätze des Gesetzes“ Absatz (5)** definiert, dass bis spätestens 2017 die Höhe der finanziellen Förderung für Strom aus erneuerbaren Energien durch Ausschreibungen bestimmt werden soll. Darüber hinaus soll die „**Akteursvielfalt**“ bei der Umstellung auf Ausschreibungen erhalten bleiben.
- **§ 53 „Ausschreibung der Förderung für Freiflächenanlagen“** verpflichtet die Bundesnetzagentur, die Höhe der finanziellen Förderung für Strom aus Freiflächenanlagen im Rahmen von Ausschreibungen zu ermitteln.
- **§ 85 „Verordnungsermächtigung zur Ausschreibung der Förderung für Freiflächenanlagen“** ermächtigt die Bundesregierung, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates die Regeln zur Durchführung der Ausschreibungen für PV Freiflächenanlagen zu bestimmen. Zur Durchführung kann entweder die Bundesnetzagentur oder eine andere juristische Person beauftragt werden.
- **§ 95 „Ausschreibungsbericht“** beauftragt die Bundesregierung, dem Bundestag spätestens bis zum 30.06.2016 über die Erfahrungen mit Ausschreibungen zu berichten und Handlungsempfehlungen zu geben, wie die finanzielle Förderung auch für andere Technologien mittels Ausschreibungen bestimmt werden kann, unter Maßgabe der Zielsetzung eines Anteils der Erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch bis 2025 auf 40 bis 45 Prozent.

³ Detaillierung siehe „Hinterlegung Punkt 1_Auswirkung verbesserte Übergangsregelung“



Vorschlag juwi:

- Vor der Einführung von Ausschreibungen in Technologiebereichen jenseits der PV Freiflächenanlagen muss deren Fähigkeit nachgewiesen werden, die mehrdimensionale Zielsetzung der Energiewende (u.a. Kosteneffizienz, Ausbaudynamik und Akteursvielfalt) tatsächlich sicherzustellen. Hierfür müssen nichtdiskriminierende Definitionen und Bewertungsmaßstäbe gefunden werden, auf denen eine transparente Evaluation des PV-Piloten basieren kann.
- Aus Gründen der Planungssicherheit und der Verlässlichkeit sollte erst nach einer sorgfältigen Evaluation und eindeutig positiven Ergebnissen eine Systemumstellung in Betracht gezogen werden.

Begründung:

- Auf Basis der nationalen und internationalen Erfahrungswerte spricht sich juwi deutlich gegen eine Umstellung des deutschen Fördersystems auf Ausschreibungen aus:
 - Ausschreibungen sind ein planwirtschaftliches Instrument (anstelle einer Preissteuerung nach EEG findet eine Mengensteuerung statt), welches mit zusätzlichen hohen Transaktionskosten für die Abwicklung einhergeht und aufgrund der Einpreisung der damit verbundenen Risikopositionen regelmäßig zu deutlich höheren volkswirtschaftlichen Kosten führt.
 - Bezüglich der Effekte für den Markt zeigen die Erfahrungen mit Ausschreibungsmodellen in anderen Ländern, dass diese zu Investitionsunsicherheit und zu einem deutlich verlangsamten und unzuverlässigen Zubau erneuerbarer Energien Anlagen führen.
 - Zudem werden finanzstarke Akteure bevorteilt, da die mit Ausschreibungen verbundenen Risiken und Vorleistungen von ihnen am besten bewältigt werden können. Kleinere Akteure werden aus dem Markt gedrängt. Es ist fraglich, wie die in Deutschland bestehende Akteursvielfalt mit Ausschreibungen sichergestellt werden soll.
- Vor dem Hintergrund dieser Erfahrungen sollte bezogen auf die ab 2017 vorgeschlagene Systemumstellung auf Ausschreibungen in allen Technologiebereichen zunächst – wie im Koalitionsvertrag festgehalten – eine erfolgreiche und bzgl. der Zieldimensionen Kosteneffizienz, realisierter Ausbau und Akteursvielfalt vorteilhafte Wirkung und damit eine Vorzugswürdigkeit ggü. dem EEG nachgewiesen werden.
- Die derzeitigen Regelungen im EEG Kabinettsbeschluss sehen jedoch einen nicht sachgerechten Automatismus mit verpflichtenden Ausschreibungen für alle Technologien ab dem 1.1.2017 vor. Damit verbunden ist große Rechtsunsicherheit, da nur Erneuerbare Energien Anlagen mit vorliegender Genehmigung bis Ende 2016 Bestandsschutz haben. Bei Beibehalten des Zeitplans muss zudem bereits in 1 ½ Jahren (Ende 2015) das nächste EEG-Verfahren begonnen werden, was zu weiterer Verunsicherung und mangelnder Planbarkeit führen würde. Vor dem Hintergrund langer Projektentwicklungszeiten (Wind-Onshore in der Größenordnung von 3-5 Jahren) stellen diese Regelungen einen massiven Eingriff in den Vertrauensschutz dar und sind weder sachgerecht noch zielführend hinsichtlich verlässlicher Rahmenbedingungen.
- Die EU Kommission hat diese Problematik erkannt und in den am 9.4.2014 verabschiedeten neuen „Leitlinien für staatliche Beihilfen für Umweltschutz und Energie“ den Mitgliedsstaaten bzgl. der Einführung von Ausschreibungen einen entsprechenden Ermessensspielraum eingeräumt (Unter der Maßgabe, dass das EEG zukünftig überhaupt als Beihilfe eingestuft wird und folglich auf Basis der Beihilfe-Richtlinien notifiziert



werden muss). Beihilfen sollen demnach ab 1.1.2017 auf wettbewerblichen Ausschreibungen und auf Basis klarer, transparenter und nicht-diskriminierender Kriterien beruhen, es sei denn:⁴

- Ein Mitgliedstaat legt dar, dass nur ein Projekt oder eine begrenzte Anzahl von Projekten oder Standorten dafür geeignet sind.
- Ein Mitgliedstaat legt dar, dass wettbewerbliche Ausschreibungen in höherem Aufwand münden (Kosteneffizienz)
- Ein Mitgliedstaat legt dar, dass wettbewerbliche Ausschreibungen geringere Projektrealisierungen nach sich ziehen (realisierter Zubau)

Den Mitgliedstaaten wird demzufolge hinsichtlich der Einführung von Ausschreibungssystemen ein breiter Argumentationsspielraum zugebilligt. Die Bundesregierung sollte von dieser Möglichkeit Gebrauch machen und Fehlentwicklungen durch eine nicht sachgerechte und übereilte Systemumstellung vermeiden.

- Im Kontext des im EEG festgehaltenen PV-Piloten sind zudem Effekte zu erwarten, die eine sachgerechte Evaluierung auf Basis einer einmaligen Ausschreibung erschweren: Aufgrund des plötzlichen Markteinbruchs im Segment der PV Freifläche im Jahr 2013 ist zu erwarten, dass viele Entwickler noch eine Reihe von bereits (teilweise) entwickelten, jedoch nicht umgesetzten Projekten im Portfolio haben. Daher ist vor allem in den ersten Ausschreibungsrunden mit deutlichen Preisverzerrungen durch Einmaleffekte zu rechnen. Vorentwickelte und bereits abgeschriebene Projekte werden mit tatsächlich neuen Projekten (auf Basis von Vollkosten kalkuliert) konkurrieren. Daher ist eine Ausdehnung der Pilot-Laufzeit auf mehrere Ausschreibungsrunden erforderlich, um tatsächliche Rückschlüsse auf die Effektivität und Effizienz des Ausschreibungsmodells zuzulassen.

3. „Das Vergütungssystem stellt für Wind-Onshore Projekte im Binnenland eine sehr knapp bemessene Vergütung in Aussicht. Nur unter Annahme gleichbleibender Parameter, wie Zinsniveau und Rohstoffpreise sowie keinen weiteren unkompensierten Belastungen im Rahmen des Einspeisemanagements, kann Wirtschaftlichkeit hergestellt werden.“

Gegenstand:

- Gemäß § 47 „Windenergie an Land“ wird Strom aus Windenergieanlagen an Land nach einem 2-stufigen Referenzertragsmodell für insgesamt 20 Jahre mit einem Anfangswert in Höhe von 8,9 ct/kWh und einem Grundwert in Höhe von 4,95 ct/kWh vergütet. Anlagen an Standorten mit einem Referenzertrag kleiner oder gleich 80% erhalten den Anfangswert für die Dauer von 20 Jahren. Für Anlagen an Standorten mit Referenzerträgen größer 80% findet eine relativ schnelle Verkürzung dieses Zeitraums bis zum Erreichen eines Referenzertrages von 100% statt (wovon insbesondere Standorte im Binnenland betroffen sind). Ab einem Wert von 100% greift eine moderatere Verkürzung dieses Zeitraums bis zu einem Referenzertrag von 130%. Ab dieser Größe erhalten Anlagen den Anfangswert für 5 Jahre und fallen für die verbleibenden 15 Jahre auf den Grundwert.
- **Punkt 1.4 „Energiewende zum Erfolg führen“ des Koalitionsvertrags** für die 18. Legislaturperiode führt zum Thema **Markt- und Systemintegration** aus, dass Spitzenlast bei neuen Anlagen „im begrenzten Umfang (weniger als 5 Prozent der Jahresarbeit) unentgeltlich abgeregelt“ werden kann, soweit dies „die Kosten für den Netzausbau senkt und dazu beiträgt, negative Börsenstrompreise zu vermeiden“. Des Weiteren soll die Entschädigungsregelung im Einspeisemanagement so verändert werden, dass sie „verstärkt Anreize dafür

⁴ Vgl. „Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020“ (Leitlinien für staatliche Beihilfen für Umweltschutz und Energie), C(2014)2322/3, am 9.4.2014 von der Kommission verabschiedet



setzt, die Netzsituation bei der Standortwahl von Neuanlagen besser zu berücksichtigen (Härtefallregelung)“. In der bestehenden Härtefallregelung soll die Höhe der Entschädigung abgesenkt werden, wenn wegen eines Netzengpasses nicht eingespeist werden kann.

- Aufbauend auf den Koalitionsvertrag, verweist **Punkt 8 „Integration der erneuerbaren Energien in die Netze“ des Eckpunktepapier für die Reform des EEG** vom 21.01.2014 (Meseberg-Beschluss) bezüglich der Umsetzung der im Koalitionsvertrag vereinbarten Maßnahmen zum Einspeisemanagement auf eine „ganzheitliche Regelung im Energiewirtschaftsgesetz“.

Vorschlag juwi:

- Bei der angekündigten ganzheitlichen Regelung zum Einspeisemanagement als auch der Entschädigungsregelungen im Rahmen des Energiewirtschaftsgesetzes muss das bereits sehr knapp bemessene Vergütungsniveau für Wind-Onshore Projekte berücksichtigt werden und von weitergehenden unkompenzierten Belastungen, die über die aktuellen Regelungen im EEG hinausgehen, abgesehen werden.

Begründung:

- Das Vergütungssystem ist insbesondere für Standorte im Binnenland aufgrund der überproportionalen Absenkung im Bereich 80-100% des Referenzertrages gegenüber dem Verlauf im Bereich 100%-130% sehr knapp bemessen (juwi hatte hier immer für einen linearen Verlauf der Absenkung im Bereich 80-130% votiert). Jede weitere Belastung führt unmittelbar zur Unwirtschaftlichkeit auch von guten Binnenlandstandorten.
- Die Wirtschaftlichkeit von Windprojekten weist eine hohe Sensitivität bzgl. der Parameter Zinsniveau, Rohstoffpreise und Abregelungen (inkl. Kompensationsregelung) im Rahmen des Einspeisemanagements auf. Sofern es bei diesen Parametern zu signifikanten Veränderungen kommt, muss aufgrund des sehr knapp bemessenen Vergütungsniveaus im Binnenland das System neu justiert bzw. um entsprechende Kompensationsregelungen ergänzt werden.
- Das Zinsniveau auf dem Kapitalmarkt als auch die Entwicklung der Rohstoffpreise stellen bereits erhebliche Risikofaktoren dar, die unabhängig von der weiteren Ausgestaltung der Regelungen zur Energiewende bestehen und von den Marktakteuren entsprechend gemanaged werden müssen. Von weiteren, über die aktuellen Regelung im EEG zum Einspeisemanagement hinausgehenden Belastungen, sollte daher vor dem Hintergrund der sehr knapp bemessenen Vergütungen im Binnenland dringend abgesehen werden.

- ➔ **4. „Die Einführung der Direktvermarktung für kleine Anlagen führt zu hohem Verwaltungsaufwand und Mehrkosten; die Regelungen im Gesetzentwurf sollten sich daher an den Vorgaben der EU-Beihilfeleitlinien orientieren und eine verpflichtende Direktvermarktung nur für Anlagen ab 500 kW vorsehen. Die Ausfallvergütung sollte zur Risikominimierung auf mindestens 90% erhöht werden.“**

Gegenstand:

- **§ 2 „Grundsätze des Gesetzes“**, Absatz 2 definiert, dass Strom aus erneuerbaren Energien zum Zweck der Marktintegration direkt vermarktet werden soll.
- **§ 35 „Einspeisevergütung für kleine Anlagen“** definiert den Anspruch auf Einspeisevergütung für Anlagenbetreiber entlang einer zeitlichen absinkenden Bagatellgrenze. Demnach können bis Ende 2015 Neuanlagen mit einer installierten Leistung kleiner 500 kW eine Einspeisevergütung erhalten. Diese Grenze



sinkt bis Ende 2016 auf 250 kW. Ab 2017 gilt dieser Anspruch nur noch für Neuanlagen mit weniger als 100 kW installierter Leistung.

- **§ 36 „Einspeisevergütung in Ausnahmefällen“** definiert für Anlagenbetreiber zur Gewährleistung der Investitions- und Planungssicherheit eine vom Netzbetreiber mit einem Abschlag von 20% zu gewährende Einspeisevergütung, sofern diese ihren Strom vorübergehend nicht vermarkten können.

Vorschlag juwi:

- Für die Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung ist auf die Regelungen in den EU Energie- und Umweltbeihilfen abzustellen: Diese fordern eine verpflichtende Einführung der Direktvermarktung nur für Strom aus Anlage ab 500 kW installierter Leistung.
- Durch die Regelungen zur Ausfallvermarktung sollte eine möglichst risikominimierte Fremdkapitaleinwerbung angestrebt werden. Für die Einwerbung von Fremdkapital ist es daher zwingend erforderlich, dass die über den Netzbetreiber bereitgestellte Vergütung auf 90% der ansonsten erzielbaren Vergütung gesetzt wird.

Begründung:

- Die geplante Einführung einer verpflichtenden Direktvermarktung für Anlagengrößen ab 100 kW (ab 2017) wird aufgrund des hohen administrativen Aufwands, der in keinem Verhältnis zum Nutzen dieser Maßnahme steht, zu deutlichen Mehrkosten führen. Generell sollte eine ausreichend hohe Bagatellgrenze für die zur verpflichtenden Direktvermarktung herangezogenen Anlagengrößen gelten. Die EU-Beihilfeleitlinien⁵ definieren hier eine Pflicht zur Vermarktung ab dem 1.1.2016 für Anlagen ab 500 kW. Diese Größenordnung erscheint für den Zeitraum bis 2020 sachgerecht und sollte durch die Regelungen im EEG 2014 nicht unterschritten werden.
- Ebenso wird die angekündigte Regelung bzgl. der sogenannten „Ausfallvermarktung“ zu deutlichen Mehrkosten führen, da die Fremdkapitalgeber das Risiko des Ausfalls einpreisen werden. Da keine Bank die Bonität der Direktvermarkter über eine Laufzeit von 15-20 Jahren verlässlich einschätzen kann, wird die Ausfallvergütung des Netzbetreibers in Höhe von 80% zur Bestimmung der Höhe des erforderlichen Fremdkapitals herangezogen werden. Große Direktvermarkter werden hier aufgrund besserer Bonitätsbewertungen deutliche Vorteile gegenüber kleineren und neuen Anbietern haben, womit eine Markt(macht)konzentration einhergehen wird.
- Die wegen der ausgereiften Technologien und der Planbarkeit der Projekte günstigen Finanzierungskonditionen waren bisher ein wichtiger Grund dafür, dass die Windenergie an Land so kostengünstig ist. Werden zusätzlich zu den angepassten Vergütungshöhen auch noch die Finanzierungskonditionen verschlechtert, wird der Windkraftausbau ausgebremst.

5. „Für Betreiber von Neuanlagen ist es aufgrund der Anforderungen im EEG 2014 nicht möglich, unmittelbar ab Inbetriebnahme in das Marktprämienmodell zu wechseln. Bei gemeinsamer Nutzung von Netzinfrastruktur durch Neu- und Bestandsanlagen entstehen dadurch für Betreiber bestehender Anlagen unkalkulierbare Risiken durch Rückstufung auf den Marktwert. Eine Übergangsfrist von einem Monat für den Nachweis der Fernsteuerbarkeit und

⁵ Vgl. „Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020“ (Leitlinien für staatliche Beihilfen für Umweltschutz und Energie), C(2014)2322/3, am 9.4.2014 von der Kommission verabschiedet



weiterer Unterlagen zur Anmeldung in das Marktprämienmodell schafft hier Abhilfe und kann den effizienten Ausbau erneuerbarer Energien sicherstellen.“

Gegenstand:

- **§ 19 „Förderanspruch“ Absatz 1** zwingt Betreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 500 kW zur Nutzung der Marktprämie. Dies ist Voraussetzung um eine Förderung in Höhe der in den §§ 38 - 49 festgelegten Regelungen zu erhalten.
 - **§ 24 „Verringerung der Förderung“ Absatz 2 Nr. 3** sanktioniert alle Betreiber von Anlagen die gemeinsam über eine Messeinrichtung einspeisen, sofern sie nicht alle die gleiche Vermarktungsform nutzen. Als Konsequenz erhalten alle Betreiber nur den Marktwert.
 - **§ 33 „Voraussetzungen der Marktprämie“ Absatz 1** verpflichtet Betreiber von Anlagen als Voraussetzung zur Nutzung der Marktprämie für die betriebenen Anlagen eine Fernsteuerbarkeit nach § 34 einzurichten und die Nutzung dieser dem Direktvermarkter einzuräumen.
 - **§ 36 „Einspeisevergütung in Ausnahmefällen“** ermöglicht Betreiber von Anlagen in Ausnahmefällen (ab Inbetriebnahme oder bei Ausfall des Direktvermarkters) 80% der Einspeisevergütung auch ohne Nutzung der Marktprämie zu erhalten.
-

Vorschlag juwi:

- Um einen sachgerechten Wechsel zur Anmeldung in das Marktprämienmodell für Betreiber von Neuanlagen zu ermöglichen, ist eine **Übergangsfrist von mindestens einem Monat ab Inbetriebnahme** zur Bereitstellung der vollständigen Daten und Dokumente notwendig. Der Netzbetreiber muss dazu verpflichtet werden, die relevanten Anmeldedaten (z.B. Anlagenschlüssel) innerhalb der vorgegebenen Fristen dem Anlagenbetreiber zur Verfügung zu stellen. Die erforderlichen Anpassungen beinhalten auch eine Übergangsfrist für den Nachweis der Fernsteuerbarkeit. Zur Umsetzung muss in § 33 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 konkretisiert werden, dass diese Voraussetzung erst einen Monat nach Inbetriebnahme einer einzelnen Anlage für diese Anlage erfüllt sein muss.
 - Innerhalb der Übergangsfrist muss eine **vorläufige Anmeldung in das Marktprämienmodell für Neuanlagen** möglich sein, damit Bestandsanlagen, die mit den Neuanlagen eine gemeinsame Infrastruktur/ Netzverknüpfungspunkt teilen, die gleiche Vermarktungsform (Direktvermarktung) nutzen und nicht Gefahr laufen, gemäß § 24 auf den Marktwert zurückgestuft zu werden.
 - Ergänzend sollten die **Fristen zum Einstieg in das Marktprämienmodell bei Inbetriebnahme** so verkürzt werden, dass ein erstmaliger Wechsel in das Marktprämienmodell, ähnlich wie bei einem Wechsel in oder aus der Einspeisevergütung in Ausnahmefällen nach § 21 Abs. 1 Satz 2, schneller möglich ist.
-

Begründung:

- Der Gesetzgeber beabsichtigt, Neuanlagen unmittelbar ab Inbetriebnahme in das Marktprämienmodell zu überführen. Dies ist auf Basis der Anforderung des EEG 2014 Gesetzentwurfs nicht möglich. Für Betreiber von Neuanlagen bedeutet dies bei Netzanschluss über eine eigene Messstelle für die Zeit unmittelbar nach Inbetriebnahme eine verminderte Förderung in Höhe von 80% gegenüber dem Marktprämienmodell (Rückfall in die Ausfallvermarktung nach § 36), woraus signifikante Ertragseinbußen resultieren. Noch gravierender wird die Situation, sofern die Neuanlagen über eine gemeinsam mit Bestandsanlagen zu nutzende Messeinrichtung/Infrastruktur an das Netz angeschlossen werden (was aus Kosten- und Effizienzgründen prinzipiell anzustreben ist). Dadurch, dass die Neuanlagen direkt nach Inbetriebnahme nicht in das Marktprämienmodell wechseln können, werden sich Neu- und Bestandsanlagen regelmäßig in



unterschiedlichen Vermarktungsformen gemäß § 24 wiederfinden, woraus für alle betroffenen Anlagen ein zurückfallen auf den Marktwert folgt. Diese Tatsache wird dazu führen, dass eine aus Kostengründen anzustrebende gemeinsame Nutzung von Netzinfrastruktur durch Neu- und Bestandsanlagen zukünftig nicht mehr stattfinden wird. Durch die oben dargestellten Vorschläge kann dieses Problem behoben werden. Nachfolgend finden sich weitere Erläuterung zu den Vorschlägen.

■ **Übergangsfrist von einem Monat zur Bereitstellung der vollständigen Daten und Dokumente**

In der Praxis verfügt der Betreiber über keinerlei Handhabe gegenüber dem Netzbetreiber, wenn dieser die zur Anmeldung in das Marktprämienmodell relevanten Daten nicht fristgerecht vor Inbetriebnahme der Anlagen zur Verfügung stellt. Derzeit liegen Unterlagen, wie bspw. der Anlagenschlüssel, oftmals erst zeitverzögert nach der Inbetriebnahme vor. Durch die fehlenden Daten und Dokumente kann die Anmeldung in das Marktprämienmodell nicht wie im EEG-Gesetzentwurf gefordert, fristgerecht durchgeführt werden. Es besteht in diesem Zusammenhang auch kein einheitliches Vorgehen der Netzbetreiber, welche Daten zur Anmeldung vorliegen müssen. Betreiber sind somit auf die interne Arbeitsweise der Netzbetreiber angewiesen. In der Konsequenz würden bei Umsetzung der Vorschläge im EEG 2014 Gesetzentwurf nahezu alle Betreiber von Neuanlagen unmittelbar unter die Regelungen des § 36 „Einspeisevergütung in Ausnahmefällen“ fallen. Damit würde der vom Gesetzgeber definierte Ausnahmefall somit Regelfall für Neuanlagen. Dies kann allein terminologisch nicht dem Willen des Gesetzgebers entsprechen. Außerdem sollte dem Betreiber von Anlagen eine tatsächliche Chance zur Wahrung seiner Vergütung in der vollen Höhe gewährt werden.

■ **Übergangsfrist von einem Monat für die Umsetzung der Fernsteuerbarkeit**

Gemäß EEG 2014 Gesetzentwurf soll ein Betreiber von Neuanlagen ab Inbetriebnahme in das Marktprämienmodell wechseln unter Nachweis der Fernsteuerbarkeit der Anlage. Für den Nachweis der Fernsteuerbarkeit der Anlagen sind Testabrufe durch den Direktvermarkter und eine entsprechendes Protokoll hierüber erforderlich (vgl. § 3 MaPrV: „Protokoll über den Test der Kommunikationsverbindung zur Abrufung der Ist-Einspeisung und Fernsteuerbarkeit“). Jedoch können diese Testabrufe erst nach der Inbetriebnahme durchgeführt werden, da die Anlagen für diese bereits zwingend in das Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen müssen. Dies bedeutet, dass die Fernsteuerbarkeit unter den derzeit geplanten Bedingungen erst nach der Inbetriebnahme nachgewiesen werden kann. Da die Fernsteuerbarkeit jedoch zwingende Voraussetzung für die Nutzung des Marktprämienmodells gemäß des Gesetzentwurfs des EEG 2014 ist, könnte keine Anlage ab Inbetriebnahme das Marktprämienmodell nutzen. Aufbauend auf diese Tatsache ist eine Übergangsfrist von mindestens einem Monat für die Einreichung des Nachweises zur Bestätigung der Fernsteuerbarkeit erforderlich.

■ **Vorläufige Anmeldung in das Marktprämienmodell innerhalb der Übergangsfrist**

Das Problem des nicht möglichen Wechsels in das Marktprämienmodell mit Inbetriebnahme einer Neuanlage wird insbesondere bei der Abrechnung mehrerer Anlagen über eine gemeinsame Messeinrichtung gemäß § 30 Absatz 3 und 4 verschärft. In der Praxis werden in vielen Fällen mehrere Anlagen über einen Netzverknüpfungspunkt mit dem Netz der allgemeinen Versorgung verknüpft und nutzen diesen als gemeinsamen, abrechnungsrelevanten Zählpunkt (z.B. bei einem eigens für mehrere Anlagen errichteten Umspannwerk). Ein sukzessiver Anschluss von Anlagen an einem Netzverknüpfungspunkt führt, solange Anlagen nicht unmittelbar ab Inbetriebnahme in das Marktprämienmodell nutzen können, dazu, dass an einem Netzverknüpfungspunkt sowohl Anlagen das Marktprämienmodell nutzen als auch Anlagen eine Einspeisevergütung beziehen (§ 36 „Einspeisevergütung in Ausnahmefällen“). Dies wiederum verstößt gegen die Regelungen des § 24 „Verringerung der Förderung“ Absatz 2 Nr. 3. Nach diesem müssen alle Anlagen an einem Netzverknüpfungspunkt ihre Strommengen in der gleichen Vermarktungsform vermarkten. Bei einem



Verstoß gegen diese Regelung verlieren alle Betreiber von Anlagen an dem betreffenden Netzverknüpfungspunkt ihren Anspruch auf eine Marktprämie oder Einspeisevergütung und erhalten lediglich den Marktwert. Als Konsequenz können neue Anlagen nicht an bestehenden Netzverknüpfungspunkten angeschlossen werden. Es müssten rein hypothetisch doppelte Infrastrukturen (bspw. Umspannwerke) geschaffen werden. Dies würde viele Projekte unwirtschaftlich machen. Insbesondere die Haftungsfrage für die Ertragsausfälle der Betreiber von bestehenden Anlagen an einem Netzverknüpfungspunkt und das damit durch die Betreiber neuer Anlagen zu tragende Risiko begründen dies. Dieser Umstand führt, falls die Regelungen wie bisher geplant umgesetzt werden, zu Ineffizienzen und kann den Ausbau insbesondere von Windenergie an Land ausbremsen.

■ **Aktuelle Situation EEG 2012**

Auch unter dem aktuellen EEG 2012 ist es nicht ohne weiteres möglich, ab Inbetriebnahme einer Anlagen in die Marktprämie zu wechseln. In der Praxis wird dies regelmäßig versucht, aufgrund der Ummeldezeiträume aber selten tatsächlich erreicht. Aufgrund dieses Risikos ist es aktuell gelebte Praxis, dass Bestandsanlagen an einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt für die Zeit des Anschlusses von Neuanlagen in die Einspeisevergütung wechseln. Nach Inbetriebnahme aller Neuanlagen wechseln dann alle Anlagen (alt und neu) gemeinsam in das Marktprämienmodell. Diese „workaround“-Lösung ist aufgrund der verpflichtenden Direktvermarktung im EEG 2014 nicht mehr möglich.

■ **Auswirkungen auf Bestandsanlagen**

Neben den negativen Auswirkungen auf Neuanlagen sind von der Regelung insbesondere auch Bestandsanlagen an einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt betroffen. Die konkrete Anzahl der betroffenen Bestandsanlagen hängt von der Region, dem Stand der Windenergieausbaus und der Netzinfrastruktur ab. Bei juwi gehen jährlich ca. 40-50% der Neuanlagen mittels gemeinsam mit Bestandsanlagen genutzter Netzinfrastruktur/Umspannwerken ans Netz – was nach den Zielsetzungen des EEG 2014 aus Kosteneffizienzgründen auch gewünscht ist. Durch die beschriebene Problematik wird diese Zielsetzung konterkariert.

■ **Fristen zum Einstieg in das Marktprämienmodell bei Inbetriebnahme**

Betreiber von Anlagen müssen zur An- und Ummeldung in das Marktprämienmodell Daten und Dokumente zur Verfügung stellen. Diese werden teilweise durch den Netzbetreiber geliefert (bspw. Anlagenschlüssel). Eine Verkürzung der Frist ist aus Sicht des Betreibers wünschenswert, um die entsprechenden Dokumente und Daten mit einer höheren Wahrscheinlichkeit zu dem geforderten Datum bereitstellen zu können um das Marktprämienmodell unter Ausnutzen der oben geforderten Übergangfrist nach Inbetriebnahme nutzen zu können. Aus der Perspektive des Netzbetreibers ist eine verkürzte Frist sinnvoll, um zur Bereitstellung der nachgefragten Daten - wie bspw. dem Anlagenschlüssel – mehr Zeit eingeräumt zu bekommen. Hierbei ist die Stellungnahme des BDEW zum „Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des EEG und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts“ vom 02. Mai 2014 zu berücksichtigen. Diese führt auf, dass die Fristen nach § 21 Absatz 1 Satz 2 zu kurz bemessen sind (2.1.2 „Wechsel Fristen“). Eine etwaige Verlängerung dieser Fristen, bspw. auf 10 Werktage, sollte daher in den hier dargestellten Vorschlägen entsprechend umgesetzt werden.

5 **6. „Im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung sollte die anteilige Nutzung mehrerer Veräußerungsformen sowohl für einzelne Anlagen, als auch für mehrere Anlagen an einer gemeinsamen Messeinrichtung (Windparks)**



weiterhin möglich sein. Damit kann die EEG-Umlage deutlich entlastet werden.“

Gegenstand:

- **§ 20 „Wechsel zwischen Veräußerungsformen“ Absatz 2** verbietet Anlagenbetreibern, den in einer Anlage erzeugten Strom anteilig in verschiedenen Veräußerungsformen zu veräußern.
-

Vorschlag juwi:

- Eine anteilige Stromvermarktung in verschiedenen Veräußerungsformen (geförderte Direktvermarktung, sonstige Direktvermarktung, Einspeisevergütung nach §35, Einspeisevergütung nach § 36) sollte Anlagenbetreibern für einzelne Anlagen, als auch für mehrere Anlagen an einer gemeinsamen Messeinrichtung erlaubt werden.
-

Begründung:⁶

- Anteilige Vermarktung ist bereits im vorliegenden Gesetzentwurf erlaubt, muss jedoch aufgrund der Vorgaben für ganze Anlagen vorgenommen werden. Für kleinere, noch im Aufbau befindliche Vermarkter mit kleinem Kundenstamm (und damit relativ geringem Absatz) bedeutet dies ein großes Hindernis, da immer der gesamte Strom (z.B. einer Windenergieanlage bzw. eines Windparks) abgenommen und an die Kunden geliefert werden muss. Hiermit werden insbesondere neue Direktvermarktungsmodelle behindert.
- Die Begründung zu § 20 führt aus, dass eine Streichung der Möglichkeit zur anteiligen Vermarktung von Strom in verschiedenen Veräußerungsformen im Gesetzentwurf vorgenommen wurde, da diese Möglichkeit in „der Praxis“ kaum genutzt wurde. Faktisch haben sich jedoch schon verschiedene kleinere Vermarktungsunternehmen dieser Möglichkeit angenommen und Geschäftsmodelle erfolgreich ausgebaut. Aktuell wird die EEG-Umlage durch diese völlig ungeforderte Vermarktung jährlich um ca. 30 Mio. EUR entlastet. Schätzungsweise 40% dieser Entlastung entfällt dabei auf die anteilige Direktvermarktung. Diese Form der Direktvermarktung stellt die direkteste und sinnvollste Vermarktungsform dar, da sie gänzlich ohne Förderung auskommt und einen unmittelbaren Abgleich zwischen Verbrauch und Erzeugung herstellt.

➔ 7. „Im Sinne der echten Marktintegration erneuerbarer Energien und einer erhöhten Akzeptanz der Energiewende wird ein optionales Vermarktungsmodell benötigt, das ökologisch hochwertige Stromprodukte ermöglicht und einen Beitrag zu einer verbesserten Systemintegration leistet. In das EEG sollte für die zukünftige Ausgestaltung eines solchen Systems eine Verordnungsermächtigung aufgenommen werden.“

Gegenstand:

- **§ 19 definiert den Förderanspruch** der Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber für den Strom aus EEG-Anlagen. Dabei ist die Nutzung des Marktprämienmodells der Regelfall. Daneben existiert ausnahmsweise die Möglichkeit, in bestimmten Fällen eine Einspeisevergütung in Anspruch zu nehmen.
- **§ 76 definiert das Doppelvermarktungsverbot.** Danach dürfen für den Strom, der eine finanzielle Förderung des EEG in Anspruch nimmt (also auch die Marktprämie), keine Herkunftsnachweise weitergegeben werden. Die „grüne Eigenschaft“ des Stroms kann damit nicht vermarktet werden.

⁶ Weitere Begründung siehe auch „Hinterlegung Punkt 6_Hinweis zur anteiligen Direktvermarktung im EEG 2014 - 140523“



Vorschlag juwi:

- Auch künftig soll das EEG ein Vermarktungsmodell für ökologisch hochwertige Stromprodukte enthalten. Dieses Modell sollte folgende Kriterien erfüllen.
 - Grün und Markt werden verbunden: das Modell erlaubt die Vermarktung „grünen Stroms“.
 - Das Modell ermöglicht bzw. erfordert den Nachweis einer geschlossenen Lieferkette vom Erzeuger zum Kunden.
 - Die Nutzer des Modells müssen engagierte Mindestanteile erneuerbarer Energien in ihr Portfolio integrieren und deren Fluktuation selbst ausgleichen. Eine Förderung soll sukzessive anreizen, dass grüner Strom verlässlich geliefert wird.
 - Der geforderte EE-Anteil kann mit dem Anwachsen der deutschlandweiten EEG-Erzeugung angehoben werden. Dieser Wert muss im Jahresmittel eingehalten werden.
 - Erzeugungsmengen, die die jeweilige Kundenlast übertreffen, dürfen nicht auf das Einhalten der o.g. Anforderung angerechnet werden.
 - Die Förderung dieser Strommengen muss kostenneutral für das EEG-Konto erfolgen. Ein Anreiz darf nur in dem Maße gewährt werden, in dem die in das Portfolio integrierten Strommengen dem EEG-Konto Differenzkosten ersparen. Eine anteilige Stromvermarktung in verschiedenen Veräußerungsformen (Marktprämie, sonstige Direktvermarktung, Einspeisevergütung, Ausfallvergütung) sollte Anlagenbetreibern für einzelne Anlagen als auch für mehrere Anlagen an einer gemeinsamen Messeinrichtung (Windparks) erlaubt werden.
- Die nähere Ausgestaltung sollte mittels einer Verordnung geregelt werden. Im EEG 2014 ist hierfür eine Verordnungsermächtigung aufzunehmen.⁷

Begründung:

- Die vorgeschlagene Lösung schließt eine Mehrbelastung der Stromverbraucher im Vergleich zum Regelfall der verpflichtenden Direktvermarktung aus. Die aktuell vorgesehene verpflichtende Direktvermarktung lässt die grüne Eigenschaft verlorengelassen, verlangt aber von allen Stromverbrauchern eine Förderung dieser Strommengen.
- Die Belieferung von Endkunden mit Strom aus realen EEG-Anlagen kann jedoch einen wichtigen Beitrag zur Akzeptanz der Energiewende vor Ort leisten. Eine rein bilanzielle Förderung der erneuerbaren Energien kann dieses nicht im selben Maße erreichen.
- Ein Vermarktungsmodell, das von den Nutzern die Integration großer Mengen EE-Stroms verlangt, lässt diese Angebote förderwürdig werden. Die Anbieter entsprechender Stromprodukte leisten einen Beitrag zur Systemintegration der erneuerbaren Energien, den künftig – bei einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien – alle Stromvertriebe leisten müssen.
- Der beschriebene Ansatz würde eine kundenorientierte und lastbezogene Vermarktung ermöglichen, die einen wichtigen Schritt beim Umbau des Energiemarktes hin zu einem auf erneuerbaren Energien basierenden System darstellt.

8. „Erneuerbarer Eigen- und Direktverbrauch muss bis zur Etablierung entsprechender Geschäftsmodelle im Markt von der EEG-Umlage befreit bleiben. Eine Differenzierung der Beteiligung an der EEG-Umlage zwischen

⁷ Detaillierung siehe „Hinterlegung Punkt 7_VO-Ermächtigung Grünstrom-Vermarktung final“



erneuerbaren und fossilen Eigenverbrauch ist aus Klimaschutz Gesichtspunkten zwingend erforderlich.“

Gegenstand:

- **§ 58 Eigenversorgung** definiert die Belegung des Eigenverbrauchs mit der EEG-Umlage: Erneuerbare und KWK Eigenversorgung in **Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Landwirtschaft als auch bei Privaten wird mit 50% (=3,1 ct/kWh)** belegt. Erneuerbare und **fossile Eigenversorgung in energieintensiven Unternehmen (besondere Ausgleichsregelung), in Bergbau und verarbeitendem Gewerbe werden mit 15% (=0,94 ct/kWh)** der EEG-Umlage belastet. Die **Direktversorgung von Mietern mit Solarstrom vom Dach wird mit 100%** der EEG-Umlage beaufschlagt. Für **kleine Anlagen bis max. 10 kW Leistung wird für 10 MWh ein Bagatellgrenze** eingeführt. Fossiler Eigenverbrauch, der nicht zu Bergbau, produzierend Gewerbe oder unter die besondere Ausgleichsregelung fällt, zahlt 100% der EEG-Umlage.
-

Vorschlag juwi:

- EE-Eigenverbrauchsmodelle, inkl. Modellen zur Versorgung von Mietern durch Solarstrom vom Dach (Direktverbrauch), sollten bis zur Etablierung im Markt komplett von der EEG-Umlage befreit bleiben.
 - Eigenverbrauchsmodelle größer 2 MW sollten ebenso wie hocheffiziente KWK-Anlagen höchstens mit einer Umlage i.H.v. 0,5 ct/kWh belegt werden.
 - Strom aus fossilen/konventionellen Großanlagen sollte inklusive deren Kraftwerkeigenverbrauchs über einen steigenden Umlageanteil, startend bei 0,5 ct/kWh, an die EEG-Umlage herangeführt werden.
-

Begründung:

- Der unmittelbare Abgleich von Erzeugung und Verbrauch vor Ort stellt eine wichtige Funktion für das zukünftige Energiesystem auf Basis erneuerbarer Energien dar. Erzeugung und Verbrauch können vor Ort optimiert und aufeinander abgestimmt werden und vorgelagerte Netze entsprechend entlastet. Aus diesem Grund erscheint eine Förderung des Eigen- und Direktverbrauchs sinnvoll und zielführend für den Aufbau des zukünftigen Energiesystems. Es gilt die Einschränkung, dass der Eigen- und Direktverbrauch aus Perspektive des Klimaschutzes tatsächlich entlastend wirkt.
- Hinsichtlich des Klimaschutzes ist eine Differenzierung zwischen erneuerbarem und fossilem Eigenverbrauch als Lenkungswirkung zwingend erforderlich. Die im Gesetzentwurf vorgesehene Bevorteilung des fossilen Eigenverbrauchs in der energieintensiven Industrie, Bergbau und verarbeitendem Gewerbe ggü. dem erneuerbaren Eigenverbrauch in Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie bei Privatpersonen ist daher nicht sachgerecht. Zudem ist er verfassungsrechtlich angreifbar und wird voraussichtlich zu Klagen und Marktverunsicherung führen.⁸
- Um gerade entstehende innovative Eigenverbrauchsmodelle nicht im Keim zu ersticken, sollte der EE-Eigenverbrauch im Anlagensegment bis 2 MW für einen Zeitraum von mindestens vier Jahren von einer Mindestumlage ausgenommen werden. Eine Belegung mit der EEG-Umlage würde die sich gerade entwickelnden Geschäftsmodelle unmittelbar unwirtschaftlich werden lassen.⁹
- Eine weitergehende Beteiligung des Eigenverbrauchs an den System-Gemeinkosten wird im Rahmen der Neugestaltung der Netzentgelte jenseits der Neufassung des EEGs erfolgen. Hier ist für Abnahmestellen mit Eigenverbrauch eine sachgerechte Beteiligung zu finden.

⁸ Weitere Begründung siehe auch „Hinterlegung Punkt 8_Pressemeldung BSW_VZBV_Eigenverbrauch“ und „Hinterlegung Punkt 7_juristisches Kurzgutachten Eigenverbrauch“

⁹ Weitere Detaillierung siehe auch „Hinterlegung Punkt 8_Belastung des solaren Eigenverbrauchs_Auswirkung auf Amortisationszeit“



- Die Belegung des EE-Eigenverbrauchs mit der EEG-Umlage wird zudem keine langfristig entlastenden Effekt auf die EEG-Umlage haben. Untersuchungen des Instituts für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) im Auftrag Bundesverband Solarwirtschaft belegen, dass die EEG-Umlage mit dem Zubau von PV-Neuanlagen im Eigenverbrauch weniger stark ansteigt als bei Volleinspeisung des Solarstroms.
- Die im aktuellen EEG Gesetzentwurf bestehende Ungleichbehandlung von Eigenversorgung und Direktverbrauch ist nicht sachgerecht und benachteiligt die im Rahmen der Energiewende anzustrebenden erneuerbaren Stromversorgungsmodelle für Mieterinnen, Mieter, den Mittelstand und Landwirte.¹⁰

9. „Die Einschränkung der Einsatzstoffe für die Biogasnutzung sollte mit Augenmaß und unter Maßgabe der Sicherstellung eines Zubaukorridors in Höhe von ca. 250 MW pro Jahr erfolgen.“

Gegenstand:

- **Gem. § 27 „Absenkung der Förderung für Strom aus Biomasse“ Absatz 1** soll der Zubau von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse 100 MW an installierter Leistung pro Jahr nicht überschreiten. Bei Überschreitung dieser Zubaugröße wird die quartalsweise Degression der Vergütung von 0,5% auf 1,27% erhöht.
- Auf Basis des **§ 42 Biomasse** in Verbindung mit Streichung des bisherigen **§ 27 Absatz 2 EEG 2012** entfällt die einsatzstoffbezogene Vergütung auf Basis Einsatzstoffklassen.
- Die Streichung des **§ 27 c „Gemeinsame Bestimmungen für gasförmige Energieträger“, Absatz 2 und Anlage 1 EEG 2012** heben die Förderung der Biogaseinspeisung durch Streichung des Gaseinspeisebonus auf.

Vorschlag juwi:

- Anstelle einer Streichung der Einsatzstoff-Vergütungsklassen sollte das EEG 2014 eine sachgerechte Begrenzung der Einsatzstoffe bestimmter Fraktionen definieren. So könnte in Verbindung mit noch lokal begrenzt verfügbaren Rest- und Abfallstoffen auch weiterhin ein notwendiger und sinnvoller Ausbau der Biogasnutzung stattfinden.
- Der jährliche Ausbaukorridor für die Bioenergienutzung sollte gegenüber den aktuell vorgesehenen 100 MW an die Anforderungen des zukünftigen Energiesystems angepasst und insbesondere für den Zubau allein an Biogasanlagen auf mind. 250 MW pro Jahr erhöht werden.
- Der Gasaufbereitungsbonus sollte für Biomethananlagen erhalten bleiben.

Begründung:¹¹

- Neben dem weiterhin dynamischen Ausbau der kostengünstigsten Technologien benötigt eine erfolgreiche Energiewende auch die Bereitstellung von Regelenergie, u.a. auf Basis erneuerbarer Energien. Die Biogasnutzung und insbesondere die Biogaseinspeisung stellt hier eine der vielversprechendsten Optionen dar. Diese Anlagen sind auf den (zumindest anteiligen) Einsatz von Energiepflanzen angewiesen, um effizient betrieben werden zu können.
- Wie im Koalitionsvertrag vereinbart, sollten die Regelungen sicherstellen, dass „überwiegend Rest- und Abfallstoffe“ bei der Biogasnutzung zum Einsatz kommen. Die Streichung der Einsatzstoffvergütungsklassen I

¹⁰ Weitere Detaillierung siehe auch „Hinterlegung Punkt 8_Positionspapier Gleichstellung Direktverbrauch mit Eigenverbrauch“

¹¹ Weitere Begründung siehe auch Positionspapier Fachverband Biogas „Hinterlegung Punkt 9_FvB-Positionen_EEG-Gesetzentwurf“



und II wird jedoch dazu führen, dass für die Biogaserzeugung keine Energiepflanzen mehr eingesetzt werden können, da die Kosten nicht über die Vergütung des Biogases/Stromes refinanzierbar sind. Mit dieser Regelung wird insbesondere den etwas größeren Anlagen, die sich für die Biogaseinspeisung eignen, die rohstoffseitige Grundlage entzogen. Denn die verfügbaren Rest- und Abfallstoffe werden zum einen bereits in anderen Anwendungen eingesetzt und liegen zum anderen oftmals räumlich nicht in ausreichend konzentrierter Form vor. In der Konsequenz werden diese Anlagen nicht mehr zugebaut und eine wichtige und notwendige Flexibilitätsoption für das Energiesystem der Zukunft geht verloren.

- Diese negative Entwicklung wird noch verstärkt durch die geplante Streichung des Gasaufbereitungsbonus, da damit dem Mehraufwand für den Betrieb der Gasaufbereitung kein Gegenwert mehr entgegensteht.
- Der Ausbaukorridor von 100 MW pro Jahr für den Bioenergieausbau sollte deutlich erhöht werden und an den Notwendigkeiten des Energiesystems ausgerichtet werden. Für Biogas allein ist ein Mindestzubau in Höhe von 250 MW pro Jahr anzustreben.