

Stellungnahme der ARGE Netz GmbH & Co.KG zum Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts vom 08.04.2014

1.) Einführung

Die ARGE Netz begrüßt die mit dem EEG-Gesetzesentwurf beabsichtigten Ziele zur Anpassung der gesetzlichen und regulatorischen Grundlagen zur Nutzung der Verantwortung erneuerbarer Energien für eine sichere, nachhaltige und bezahlbare Energieversorgung auf der Basis erneuerbarer Energien.

Die ARGE Netz unterstützt die Planungen zur Umstellung auf erneuerbare Energien, um die Klimaziele zu erreichen, insbesondere das Ziel, die globale Temperaturerhöhung auf 2 % zu begrenzen, und das Ziel, den Anteil der Erneuerbaren an der Stromproduktion auf 80 % im 2050 zu erhöhen.

Aus Sicht der ARGE Netz sind damit zwei ganz wesentliche Mechanismen verbunden, für die noch ein Zeitraum von 35 Jahren zur Verfügung steht und wofür die konkreten Planungen und Schritte mit den nun anstehenden Gesetzesänderungen angegangen werden müssen:

- konventionelle Energien werden Schritt für Schritt durch erneuerbare Energien ersetzt, der konventionelle Kraftwerkspark wird also sukzessive, bis 2050, CO₂-optimiert entsprechend reduziert; eine Parallelität von konventionellem Kraftwerkspark und erneuerbarer Energieerzeugung ist nicht finanzierbar und auch systemwidrig
- erneuerbare Energien müssen Schritt für Schritt, bis 2050, die Aufgaben konventioneller Kraftwerke übernehmen; Erneuerbare (virtuelle) Kraftwerke können dabei elektronisch optimiert die erneuerbare Energieerzeugung steuern und für eine gesicherte Erzeugung sorgen, wobei , CO₂-optimiert, in immer geringerem Ausmaß dezentrale, hochflexible konventionelle Kraftwerke als Ergänzung der virtuellen erneuerbaren „Grundlast“ genutzt werden.

Aus Sicht der ARGE Netz müssen die notwendigen Schritte zur Zielerreichung im Jahr 2050 heute verbindlich eingeleitet werden. Daher begrüßen wir die EEG-Novelle und auch die Geschwindigkeit der Novellierung. Es ist notwendig,

- dass die Erneuerbaren endlich mehr Systemverantwortung übernehmen dürfen, dass die bereits möglichen Systemleistungen in einem fairen und transparenten Wettbewerb abgerufen und dass weitere Systemleistungen systematisch abgefordert werden
- dass der konventionelle Kraftwerkspark planmäßig, CO₂-optimiert und standortgerecht reduziert wird
- dass die Marktbedingungen (Marktdesign) angepasst werden an die Finanzierungsbedingungen erneuerbarer Kraftwerke und die CO₂-optimierte Verringerung konventioneller Kraftwerke
- dass die CO₂-Zertifikate entsprechend der tatsächlichen CO₂-Kosten bepreist werden

Die EEG-Novelle geht wichtige Schritte, um die Transformation des Energiesystems voranzubringen. Es kann erreicht werden, dass der Markt sich besser auf die Integration wachsender Mengen erneuerbarer Energie einstellt, und dass die Systemverantwortung der Erneuerbaren stärker gefordert und gefördert wird. Die ARGE Netz setzt sich seit vielen Jahren dafür ein, Systemlösungen für die Energiewende umzusetzen. Dies kann nur gelingen, wenn die einzelnen energiewirtschaftlichen Funktionen an ihrem Beitrag zur Systemverantwortung im Rahmen der Energiewende gemessen werden. Die ARGE Netz ist bereit, in kürzest möglicher Zeit die Systemverantwortung der Erneuerbaren zu stärken und damit die volkswirtschaftlichen Kosten der Energiewende zu optimieren.

Die ARGE Netz stimmt aber in vielen Punkten mit Kritikpunkten der meisten Fachverbände an einzelnen Punkten im Gesetzentwurf überein, dies wird im nächsten Abschnitt 2 in den aus unserer Sicht wichtigsten Bereichen kurz dargestellt.

Im Abschnitt 3 werden Vorschläge gemacht, mit denen aus Sicht der ARGE Netz die Ziele der EEG-Novelle vor dem Hintergrund der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung und des energiepolitischen Zieldreiecks besser erreichen lassen.

2.) Ziele des Gesetzes

Maßgebliche Ziele des Gesetzesentwurfes sind u.a.

- „die Kostendynamik der vergangenen Jahre beim Ausbau der Erneuerbaren Energien zu durchbrechen und so den Anstieg der Stromkosten beim Verbraucher zu begrenzen“,
- „die Strommengen zu möglichst geringen volkswirtschaftlichen Kosten in das Energieversorgungssystem zu integrieren“,
- „bis 2050 mindestens 80% des deutschen Bruttostromverbrauchs durch erneuerbare Energien zu decken“

Diese Ziele werden von den ARGE Netz geteilt, aber durch den Gesetzesvorschlag nicht erreicht, teilweise überraschenderweise sogar konterkariert.

a.) Kostendynamik durchbrechen

Ausgangspunkt für die Debatte um eine „Strompreisbremse“ im Jahre 2013 und die sich daran anschließende Novellierung des EEG 2014 ist der Anstieg der EEG-Umlage gewesen, zuletzt von 2013 auf 2014 um 0,97 Cent/KWh von 5,27 Cent/KWh auf 6,24 Cent/KWh. Für die Kunden derjenigen Stromversorger, die ihre Kosten aus der EEG-Umlage ohne Abzüge an den Endverbraucher weitergegeben haben, bedeutet dies für einen durchschnittlichen Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 KW/h eine Belastung von 184,45 Euro p.a. in 2013 und einen Anstieg um 33,95 Euro zum Jahr 2014.

Dieser Anstieg wurde verursacht

- zu 38,2% durch den Anstieg des Vergütungsvolumens beim Ausbau der erneuerbaren Energien,
- zu 32,2% durch den Ausgleich zurückgehender Börsenstrompreise,
- zu 29,6% durch die Ausweitung der von der EEG-Umlage befreiten Unternehmen.

Durch die Gesetzesentwurf des EEG werden weder das für die zurückgehenden Börsenstrompreise verantwortliche Marktdesign berührt, noch wird der Umfang der Befreiung von der EEG-Umlage in Frage gestellt.

Dies soll hier nicht kritisiert werden.

Die Kostenstruktur der EEG-Umlage führt aber dazu, dass über die Veränderung der EEG-Vergütung ausschließlich Tatbestände reguliert werden, die nur für 38,2% des Anstiegs der EEG-Umlage, mithin für den Anstieg um 12,97 Euro im Jahr 2014 für den Durchschnittshaushalt, verantwortlich sind.

Der Anstieg des Vergütungsvolumens beim Ausbau der erneuerbaren Energien verteilt sich nach neuesten Erkenntnissen (vgl. „Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken 2014“ des BDEW vom 24.2.2014) auf die Energieträger wie folgt:

- 48,3% Photovoltaik
- 24,7% Biomasse
- 19,2% Wind Onshore
- 5,5% Wind Offshore
- 1,5% Wasserkraft, Geothermie
- 0,8% Sonstige Kosten

Durch den Gesetzesentwurf wird nun die Förderung von

- Photovoltaik um ca. 30%
- Biomasse um ca. 5%
- Windenergie an Land um ca. 20%
- Windenergie auf See um ca. 10%

begrenzt

So tragen daher die geplanten Kürzungen zu folgenden Einsparungen im Anstieg der EEG-Umlage bei:

- Photovoltaik in Höhe von 0,053 Cent/KWh, d.h. 1,85 Euro p.a./Haushalt
- Biomasse in Höhe von 0,004 Cent/KWh, d.h. 0,14 Euro p.a./Haushalt
- Windenergie an Land in Höhe von 0,014 Cent/KWh, d.h. 0,49 Euro p.a./Haushalt
- Windenergie auf See 0,002 Cent/KWh, d.h. 0,07 Euro p.a./Haushalt

Durch den Gesetzesentwurf lässt sich also der Anstieg der EEG-Umlage für den Durchschnittshaushalt um ca. 2,55 Euro pro Jahr verringern.

Fazit:

Eine effektive Begrenzung der Kostendynamik kann selbst bei massiver Kürzung der EEG-Vergütung nicht gelingen, da hierfür andere Faktoren verantwortlich sind. Aus Sicht der ARGE Nerz würde insbesondere eine realitätsgerechte Bepreisung von CO₂-Zertifikaten für eine Entspannung der Marktpreise und damit eine Senkung der Marktprämie sorgen. Die industriepolitisch begründete Befreiung der Industrie sollte ohnehin über den allgemeinen Haushalt finanziert werden und nicht über nichtprivilegierte Letztverbraucher. Die Öffnung der Märkte für die Erneuerbaren würde die Marktintegration beschleunigen und durch die zusätzlichen wettbewerblichen Einnahmen am Markt zu einer Senkung der Marktprämie führen.

b.) Strommengen durch möglichst geringe volkswirtschaftliche Kosten integrieren

Zur Integration von Stromenergie für Windkraft an Land werden im Gesetzentwurf leider nur einige wenige Vorschläge gemacht, eine Marktöffnung wird sogar bewusst verhindert:

- Die verpflichtende Direktvermarktung mittels einer Marktprämie nach §§ 19 Abs.1, 32 EEG 2014
- Die verpflichtende Fernsteuerbarkeit der Anlagen gem. § 34
- Einen Abschlag auf die Marktprämie in Höhe von 20% bei der Inanspruchnahme von Einspeisevergütung gem. § 36 Abs.2.
- Die Ankündigung von Ausschreibungen ab 2017 in § 2 Abs. 5

Schon bisher nutzen über 80% der Windanlagenbetreiber die Direktvermarktung. Alle neuen Anlagen sind aufgrund des Anreizes durch den SDL-Bonus bereits fernsteuerbar. Die im Gesetzentwurf aufgeführten Neuerungen zu Marktintegration zeigen daher nur eine begrenzte zusätzliche Wirkung.

Notwendige Anreize zur verbesserten Marktintegration bleiben dagegen aus.

Der Gesetzentwurf enthält durch das Verbot der anteiligen Vermarktung in § 20 Abs. 2 und die Streichung der Grünstromvermarktung aus § 33b EEG 2012 starke Vermarktungsbeschränkungen für den Anlagenbetreiber. Statt auf eine Marktintegration durch die Ausweitung der Vermarktungsmöglichkeiten zu setzen, wird diese durch den Gesetzesentwurf völlig unverständlicher Weise sogar **eingeschränkt**.

Nur eine **Ausweitung** der Vermarktungsmöglichkeiten kann aber die Marktintegration stärken, darum sind hier notwendige Änderungen vorzunehmen. Eine Ausweitung der Vermarktungsmöglichkeiten würde die Marktprämie aufgrund von zusätzlichen Einnahmen am Markt sogar senken und zusätzlich das wettbewerbliche Element stärken. Stattdessen schwächen die vorgesehenen Regelungen die Marktposition der Anlagenbetreiber zusätzlich, führen nicht zu einer Senkung der volkswirtschaftlichen Kosten und konterkarieren das System der deutschen Herkunftsnachweise als bereits eingeführtes Marktinstrument für erneuerbare Energien.

Völlig außer Acht gelassen wird auch die bisher erfolgreiche Steuerung durch Anreize, die ja auch kostenneutral erfolgen kann. Dies betrifft etwa die Lieferung erneuerbaren Stroms an virtuelle Kraftwerke, mit denen die erneuerbaren Energien ohne zusätzliche Kosten endlich mehr Systemverantwortung im Bereich der Versorgungssicherheit übernehmen können. Auch die notwendige Unterstützung von Speicherlösungen unterbleibt. Beide heute schon bekannten Möglichkeiten der Marktintegration und Systemlösungen ignoriert der Gesetzesentwurf und leistet leider keinen Beitrag, innovative Mechanismen hierzu kostenneutral zu unterstützen.

Einziges neues Instrument ist ab 2017 die Umstellung auf Ausschreibungen, was im Übrigen im Widerspruch zum Koalitionsvertrag steht. Ausschreibungen sollen generell einen Beitrag zum Abbau von Marktzugangsbeschränkungen sein und den Marktzugang transparent und diskriminierungsfrei ermöglichen.

Dem Ziel, Kosten einzusparen oder neue Technologien zu fördern, haben Ausschreibungen seit jeher nie gedient. Im Gegenteil, das Problem lag stets darin, trotz Ausschreibungen zur Begrenzung von Kostenanstiegen zu gelangen. Trotz Zuschlags für den günstigsten Anbieter ist das selten gelungen. So wird z.B. Solarstrom im sonnenreichen Südfrankreich mittels Ausschreibungen gut 20 Prozent

teurer produziert als bisher in Deutschland, vgl. IZES-Studie zur Ausschreibung von erneuerbaren Energien, zit. nach Handelsblatt vom 22.5.2014).

Fazit:

Die im Gesetzentwurf benannten Instrumentarien fördern die Marktintegration von Windenergie an Land nicht, sondern wirken überraschender Weise leider zum Teil kontraproduktiv.

c.) Bis 2050 mindestens 80% des deutschen Bruttostromverbrauchs durch erneuerbare Energien

Die Umstrukturierung der Förderung für Windenergie an Land steuert die Investitionen von windertragreichen Standorten um zu windschwächeren Standorten. Denn aufgrund der starken Verringerung der Dauer der Anfangsvergütung werden ertragsstarke Standorte betriebswirtschaftlich benachteiligt.

Gleichzeitig werden Bürgerwindparks und Genossenschaften durch das an die Deckelung geknüpfte Degressionsmodell in § 28 in ihrer Finanzierungsphase gegenüber sonstigen Projektierern stark benachteiligt. Aufgrund der vierjährigen Planungsphase wirkt sich die Ankündigung von verpflichtenden Ausschreibungen schon ab 2017 hemmend auf alle geplanten Investitionen aus. Die notwendigen Vorinvestitionen von mindestens 1 Mio. Euro pro Windpark können Bürgerwindparks nicht aufbringen, ohne zu wissen, ob er bei einer Auktion den Zuschlag erhält. Die gewachsene mittelständische Struktur in der Erzeugung erneuerbarer Energien ist gefährdet. Dies kann dazu führen, dass Energiewende ihre Akteursvielfalt verliert.

Das Ziel des Gesetzentwurfes, die erfolgreiche Energiewende unter Kosteneinsparungen fortzusetzen, kann aus den vorgetragenen Gründen auf die vorgeschlagene Art und Weise nicht gelingen.

3.) Notwendige Änderungen zur Erreichung der Gesetzesziele aus § 1

a.) Marktintegration von Windenergie an Land durch verbesserte Vermarktungsmöglichkeiten

Der § 33f des EEG 2012 sah die Möglichkeit einer anteiligen Direktvermarktung vor. Danach durften Anlagenbetreiber den erzeugten Strom neben der Vergütung auch

auf die verschiedenen Formen der Direktvermarktung verteilen, wenn sie dem Netzbetreiber die Prozentsätze der Verteilung auf die verschiedenen Formen übermittelt haben und diese Prozentsätze auch nachweislich jederzeit eingehalten haben. Der neue § 20 Abs. 2 EEG 2014 enthält nun ein explizites Verbot einer anteiligen Veräußerung von erzeugtem Strom einer Anlage in verschiedenen Veräußerungsformen vor.

Als Begründung wird angeführt, dass diese Möglichkeit in der Praxis kaum genutzt wurde, so dass kein Bedürfnis bestünde, sie fortzusetzen. Zudem stünde die Regelung einer anteiligen Veräußerung an Dritte in unmittelbarer räumlicher Nähe zu Anlage nicht entgegen.

Unbeachtet wird dabei, dass dieser Möglichkeit in einem System der verpflichtenden Direktvermarktung eine weit größere Bedeutung zukommt als bei der bisherigen optionalen Direktvermarktung. Nach § 2 Abs 1 EEG 2014 soll der Strom aus erneuerbaren Energien in das Versorgungssystem integriert und die Markt- und Netzintegration verbessert werden. Deshalb soll gem. § 2 Abs. 2 EEG 2014 der Strom aus erneuerbaren Energien direkt vermarktet werden. Gerade die Möglichkeiten der Flexibilität bei der Vermarktung ist aber Kern eines solchen Marktes und muss daher zur Erreichung der grundsätzlichen Ziele dieses Gesetzes weiter ausgebaut und nicht, wie vorgesehen, eingeschränkt werden. Die anteilige Direktvermarktung ist daher notwendiger Bestandteil einer verbesserten Marktintegration.

Folgerung: Der § 20 Abs. 2 ist zu streichen.

Nach § 33b EEG 2012 hatten Anlagebetreiber darüber hinaus auch die Möglichkeit, eine Direktvermarktung an den Endkunden zum Zweck der Verringerung der EEG-Umlage durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach § 39 Abs. 1 EEG 2012 zu wählen.

Die Aufhebung begründet der Gesetzentwurf mit der heute geringen Bedeutung. Das Grünstromprivileg hätten im Jahr 2014 nur noch wenige Elektrizitätsversorgungsunternehmen in vergleichsweise geringem Umfang genutzt. Die Prognose der Übertragungsnetzbetreiber vom 15. Oktober 2013 unterstelle für das Jahr 2014 lediglich eine direkt vermarktete Strommenge von rund 3 TWh im Grünstromprivileg. Dies seien rund 2 Prozent der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Zudem habe die EU-Kommission rechtliche Bedenken und die Förderung über das Grünstromprivileg sei deutlich teurer ist als die Direktvermarktung in der Marktprämie.

Die Abschaffung des Grünstromprivilegs bereits zum 1.8. greift in die langfristig abgeschlossenen Grünstrom-Vermarktungsverträge ein und verbietet den Vertragspartnern die Fortführung ihrer Verträge bis zum 31.12.2014. Die Folge ist

eine Vermarktungseinschränkung, die zudem die Marktintegration behindert und den Vertrauensschutz verletzt.

Als Reaktion auf den berechtigten Teil Kritik ist daher die bisherige Bindung an den Zweck „zur Verringerung der EEG-Umlage“, nicht aber die gesamte Option einer direkten Vermarktung über die Elektrizitätsversorger an die Endkunden zu streichen. Insofern würde eine EU-konforme Regelung erreicht. Zusätzlich darf eine neue Form der Direktvermarktung keine Zusatzkosten verursachen.

Durch die komplette Streichung würde dem Anlagenbetreiber eine weitere Handlungsoption zur Marktintegration genommen, die sich im Licht der verpflichtenden Direktvermarktung aus § 2 Abs. 2 EEG 2014 als wichtiger erweist als im Rahmen des bisherigen Vergütungsmodells des EEG 2012. Strom aus erneuerbaren Energien mit der Bezeichnung „Grünstrom“ könnte andernfalls nur noch von ausländischen Anbietern geliefert werden, obwohl es im Marketing eine wichtige Funktion entfacht und Nachfrage erzeugt. Zudem würde das gerade aufgebaute deutsche System von Herkunftsnachweisen faktisch nicht mehr genutzt, da für die Marktprämienvermarktung ein Doppelvermarktungsverbot besteht.

Der Markt hat bereits reagiert und Direktvermarktungsmodelle ausgearbeitet, die keine weitere Belastung der EEG-Umlage mit sich bringen.

Es sollte daher eine Formulierung für eine Verordnungsermächtigung in einem neuen § 91a EEG 2014 eingefügt werden, die eine Direktvermarktung von Grünstrom über Vertriebe ermöglicht, sofern die EEG-Umlage nicht zusätzlich belastet wird.

Der Gesetzentwurf enthält leider keine Anreize für Anlagenbetreiber oder Direktvermarkter, die fluktuierende Erzeugung zu verstetigen. Allerdings besteht mit der Technologie der virtuellen Kraftwerke das Potential, fluktuierende erneuerbare Energieerzeugung zu optimieren. Hierzu können zudem verschiedene wissenschaftliche Großprojekte (u.a. die Förderung der e-energy-Projekte) bereits Erkenntnisse für die Umsetzung liefern.

So könnte die vergleichsweise wenig innovative und sehr niedrigpreisige Vermarktung am Spotmarkt schrittweise ergänzt werden durch höherpreisige Produkte in anderen Märkten. Hierdurch könnte der Markt erneuerbare Energie besser aufnehmen und die Systemintegration der Erneuerbaren würde gestärkt. Zudem würde ein Schritt in Richtung der notwendigen Veränderung des Marktdesigns sowie der Ablösung fossiler Kraftwerke getan.

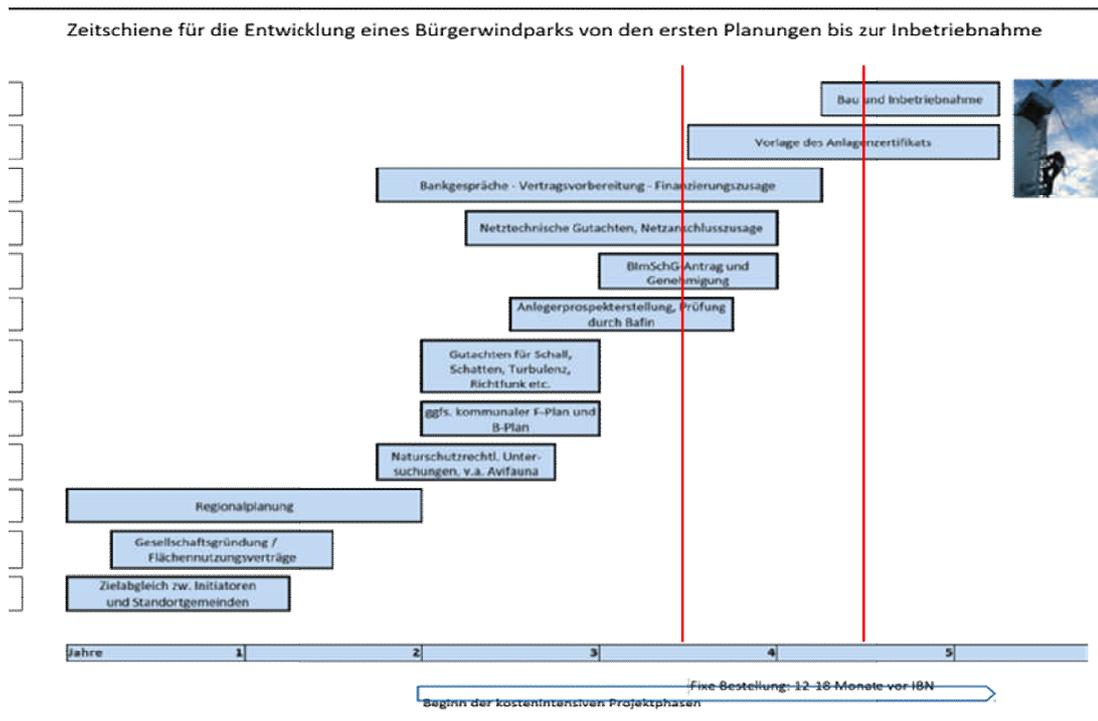
b.) Benachteiligung von Bürgerwindparks und Genossenschaften aufheben

Der Gesetzesentwurf legt die Degression für Förderung von Windkraftanlagen an Land in § 28 Abs. 2 EEG auf 0,4% pro Quartal fest. Diese Degression kann sich gem. § 28 Abs. 3 EEG auf bis zu 1,2% pro Quartal erhöhen, wenn der Zubaukorridor von 2.400 bis 2.600 MW pro Jahr aus § 28 Abs. 1 EEG überschritten wird. Allerdings kann auch die Degression vermindert bzw. die Förderung sogar um bis zu 0,4% steigen, wenn der Korridor gem. § 28 Abs. 4 und 5 EEG verfehlt wird.

Der Berechnungszeitraum für das maßgebliche Zubaujahr wird in § 28 Abs.6 geregelt. Er beginnt derzeit 17 Monate und endet 5 Monate vor Inbetriebnahme einer Windenergieanlage.

Dieser späte Berechnungszeitraum führt besonders bei Energiegenossenschaften und Bürgerwindparkgesellschaften zu unbilligen Härten und Nachteilen, unabhängig davon, ob der Zielkorridor überhaupt erreicht wird.

Zwischen der Gesellschaftsgründung und dem notwendigen Flächenerwerb einerseits und der Inbetriebnahme einer Anlage andererseits liegen in der Regel 4 Jahre. Die zur Finanzierung notwendigen Finanzierungsverhandlungen müssen vor einer nach dem Kapitalanlagegesetzbuch zwingenden Genehmigung bzw. Billigung durch die Bundesfinanzaufsicht (BaFin) abgeschlossen sein. Erst nach dem BaFin-Verfahren kann die Gesellschaft die Anlagen bestellen und nach Lieferung mit dem Bau beginnen. Die Genehmigung bzw. Billigung durch die BaFin liegt demnach zwingend mindestens 9 Monate vor Inbetriebnahme, der Abschluss der Bankverhandlungen daher mindestens 15 Monate vor Inbetriebnahme. Zu diesem Zeitpunkt läuft aber nach dem Vorschlag des Kabinetts noch immer der Berechnungszeitraum für die Degression.



Aufgrund der Unsicherheit über die Höhe der Degression, sind die Banken verpflichtet, die Finanzierungsbedingungen auf Grundlage eines „Worst-Case-Szenario“ zu berechnen. Dieses „Worst-Case-Szenario“ wird auch von der BaFin verpflichtend in den Prospekten darzustellen sein, unabhängig von einer Eintrittswahrscheinlichkeit. Das „Worst-Case-Szenario“ beinhaltet aber eine Degression von 4,8% pro Jahr, also einen weiteren Verlust von ca. 20% der ausgewiesenen Gewinne. Um diese unbilligen Härten, die unabhängig von der tatsächlichen Zubaumenge entstehen, zu verhindern, ist der Berechnungszeitraum so vorzuverlegen, dass sich während der Finanzierungsverhandlungen die tatsächlich eintretende Degression berechnen lässt. Nichts anderes gilt heute schon bei der Finanzierung von PV-Anlagen, die mit einem Realisierungszeitraum von oftmals wenigen Wochen schon vor Beginn die für sie geltende Degression ermitteln können. Erst dadurch ergibt sich aus dem atmenden Deckel eine Mengensteuerung. Für Windenergieanlagen, die bereits bestellt sind, kann eine solche Regelung keine Lenkungswirkung mehr entfalten.

Der Referenzzeitraum für die Zubaumenge und die daraus abzuleitende Degression muss daher zwischen 2,5 und 1,5 Jahren vor der Inbetriebnahme liegen. § 28 Abs. 6 ist entsprechend anzupassen.

Finanzielle Auswirkungen sind damit nicht verbunden.

c.) Kostensteigerung durch Verlagerung an windschwache Standorte vermeiden

Die Anpassung der Höhe der Vergütung in § 47 ist gemäß der Begründung des Gesetzesentwurfs der Entwicklung der Kostenstruktur bei Windenergie an Land geschuldet.

Prognos, Windguard und andere Analyse-Unternehmen habe übereinstimmende Studien zu den Stromgestehungskosten an den unterschiedlichen Referenzertragsstandorten vorgelegt. Der Gesetzesentwurf bleibt deutlich unter diesen Kosten. Für windstärkere Standorte entfällt zunehmend der Investitionsanreiz, da die Erlösmöglichkeiten sich über die Standorte angleichen. Im Verhältnis zu den Windentstehungskosten liefert ein 80 % Standort den betriebswirtschaftlich attraktivsten Förderungswert, weil die Förderung den tatsächlichen Stromgestehungskosten dort am nächsten kommt. Anhand der Länge, in denen die hohe Anfangsvergütung nach § 47 Abs. 2 gezahlt wird, lässt sich erkennen, dass Standorte mit 80% des Referenzertragswertes betriebswirtschaftlich vor besseren Referenzertragswert-Standorten zu bevorzugen sind Dies kann volkswirtschaftlich zu Fehlallokationen führen.

Daher muss die Vergütung so angepasst werden, dass wieder die volkswirtschaftlich günstigen 90 – 105% Standorte vorzugsweise ausgebaut werden, ohne zu einer Überförderung zu kommen.

Verhältnis von Ertrag und Referenzertrag	Zeitraum der Anfangsvergütung EEG (2012)	Zeitraum der Anfangsvergütung RefEntwurf EEG	Zeitraum der Anfangsvergütung Kanzleramt 2014	Zeitraum der Anfangsvergütung Vorschlag
77,5 Prozent	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre
80 Prozent	20 Jahre	18 Jahre 6 M.	20 Jahre	20 Jahre
90 Prozent	18 Jahre 4 M.	12 Jahre 9 M.	16 Jahre	17 Jahre 7 M.
100 Prozent	16 Jahre 1 M.	9 Jahre 2 M.	11 Jahre 11 M.	13 Jahre 1 M.
110 Prozent	13 Jahre 11 M.	7 Jahre 9 M.	9 Jahre 8 M.	9 Jahre 8 M.
120 Prozent	11 Jahre 8 M.	6 Jahre 5 M.	7 Jahre 4 M.	7 Jahre 4 M.
130 Prozent	9 Jahre 5 M.	5 Jahre	5 Jahre	5 Jahre
140 Prozent	7 Jahre 3 M.	5 Jahre	5 Jahre	5 Jahre
150 Prozent	5 Jahre	5 Jahre	5 Jahre	5 Jahre

Der Vorschlag sieht eine Anpassung des § 47 Abs. 2 S.3. vor, wonach sich zusätzlich die Frist um einen Monat per 0,36 Prozent des Referenzertrages verlängert, um den der Ertrag der Anlage 105 Prozent des Referenzertrages unterschreitet.

Angesichts der oben belegten Tatsache, dass die gesamte Neuordnung des Gesetzesentwurfes zur Windenergie an Land, eine Begrenzung der EEG-Umlagesteigerung von 0,5 Euro p.a. und Durchschnittshaushalt erbringt, liegen die

finanziellen Auswirkungen dieser Anpassung im jährlichen einstelligen Cent-Bereich pro Haushalt.

d.) Investitionssicherung durch eine nachvollziehbare Übergangsregelung

Die in dem Gesetzentwurf enthaltene Stichtagsregelung, nach der für den Anwendungsfall des § 96 Abs. 1 vor dem 23. Januar 2014 eine Genehmigung nach Bundesimmissionsschutzgesetz vorgelegen haben muss, erweist sich unter Abwägung aller Interessen als sachlich nicht gerechtfertigt. Die Wahl des Stichtags greift vor allem in Positionen derjenigen Anlagenbetreiber ein, die bereits einen Antrag auf Genehmigung oder Zulassung gestellt haben, deren Anlagen aber nicht rechtzeitig zum 23. Januar 2013 genehmigt oder zugelassen waren.

Verfahren (am Beispiel Schleswig-Holstein)

Die Schleswig-Holsteinische Landesregierung am 6.11.2012 den fünf Teilfortschreibungen der Regionalpläne und damit den ausgewiesenen Windeignungsflächen zugestimmt. Erst zu diesem Zeitpunkt bestand Planungssicherheit.

Zwischen dem Abschluss von Pachtverträgen und der BImSchG-Genehmigung von Windenergieanlagen liegen bei einem Bürgerwindpark bis zu 5 Jahre. Die ersten Pachtverträge wurden vor Ort mit der Flächenmeldung an das Land, also 2009 verhandelt. Mit den ersten Landesentwürfen zur Teilfortschreibung Ende 2011 begannen die naturschutzfachlichen Untersuchungen der gemeldeten Flächen und die gutachterlich Vorbereitung des Genehmigungsantrages, die sich über zwei Jahre erstreckten. Ende 2013 wurden dann vielerorts die Genehmigungsanträge gestellt. Bis zu diesem Zeitpunkt sind pro Windenergieanlage bereits 150.000 Euro Planungskosten entstanden. Gleichzeitig laufen die Billigungsverfahren der bei Bürgerwindparks notwendigen Prospekte durch die BaFin. Viele Vorverträge mit den WEA-Lieferanten wurden abgeschlossen, damit nach der Genehmigung zügig geliefert und gebaut werden kann. Hier werden im Fall einer Rückabwicklung zusätzlich hohe Vertragsstrafen fällig.

Sollten alle nach dem 22.1.2014 genehmigten Anlagen nicht mehr dem EEG 2012 unterfallen, sind sämtlich Finanzierungsverträge und –zusagen durch Banken ebenso ungültig wie die bei der BaFin eingereichten Prospekte.

Gesetzesbegründung verkennt die reale Situation

Die in der Begründung des Gesetzentwurfes geäußerte Furcht vor Ankündigungs- und Mitnahmeeffekten ignoriert die langen Planungszeiträume für Windkraftanlagen an Land. Zwischen Flächensicherung durch Pachtverträge und Inbetriebnahme von Windenergieanlagen liegen drei bis vier Jahre, bei Genossenschaften und Bürgerwindparks, die von der Bundesfinanzaufsicht genehmigt bzw. gebilligt werden, können auch noch längere Zeiträume gelten. Auch wenn also, wie in der Begründung des Gesetzentwurfes geäußert, die Veränderungen bereits zu Beginn der Koalitionsverhandlungen am 27.11.2013 angekündigt wurden, ist ein „Windhundrennen“ anders als bei der PV-Novelle 2012, daher ausgeschlossen

Wie bereits dargestellt, verringert sich durch die im Gesetzentwurf verankerte Vergütungskürzung und Streichung der Boni bzgl. Windkraft an Land der Anstieg der EEG-Umlage um 0,5 Euro p.a. pro Haushalt.

Dagegen stehen – wie geschildert – Vorabinvestitionen von rund 150.000 Euro pro Windenergieanlage, bevor der Antrag auf Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz gestellt worden ist.

Ob ein, nach 3 Jahren Vorarbeit und diesen hohen Investitionen, bereits gestellter Antrag bis zum 22.1.2014 genehmigt worden ist, liegt nicht in den Händen des Antragstellers, sondern ist abhängig von personeller Ausstattung der Genehmigungsbehörden, Krankheitsstand, Bearbeitungsgeschwindigkeit und Antragsaufkommen. Hinzu kommt, dass an verschiedenen Standorten das Amt für Bundesflugsicherung eine Genehmigung nach § 18a LuftVG versagt hat, weshalb die Anlagenbetreiber vor dem 22.1.2014 keine Genehmigung erhielten. Erste Gerichte haben nun die Rechtswidrigkeit dieser Versagung festgestellt (VG Aachen v. 24.7.2013, 6 K 248/09; VG Oldenburg v. 5.2.2014, 5 B 6430 – nicht rechtskräftig). Auch daran zeigt sich, welche willkürliche Wirkung eine solche Stichtagsregelung hat.

Lösung

Deshalb ist der Vertrauensschutz für alle Anlagen, die sich am 22.1.2013 im Genehmigungsverfahren befanden, herzustellen. Die Bindung an eine Antragstellung auf Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz ist nach intensiver Prüfung nicht rechtssicher als Voraussetzung zu verankern, da die Voraussetzungen für eine vollständige Antragsabgabe als Länderangelegenheit unterschiedlich geregelt sind. Berücksichtigt werden muss daher der durchschnittliche Genehmigungszeitraum, inklusive des Zeitraums der Bestellung und Lieferung der Anlagen und der Errichtung. Bis zum 22.01.2014 beantragte Genehmigungen werden in der Regel innerhalb von 4 Monaten bearbeitet. Auftragsvergabe, Lieferung und Errichtung benötigen erfahrungsgemäß ein Jahr, weshalb eine Inbetriebnahme jedenfalls vor dem 1.4.2015 als schützenswert gelten muss.

e.) Vor- und Nachteile von Ausschreibungen durch Pilotprojekte erforschen

Im Koalitionsvertrag zwischen CDU/CSU und SPD heißt es: „Darüber hinaus soll 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. Um Erfahrungen mit Ausschreibungsmodellen zu sammeln und ein optimales Ausschreibungsdesign zu entwickeln, wird spätestens 2016 ein Ausschreibungspilotmodell in einer Größenordnung von insgesamt 400 MW für Photovoltaik-Freiflächenanlagen ab einer noch festzulegenden Mindestgröße eingeführt“ (Koalitionsvertrag v. 16.12.2014, S.39)

Der Gesetzentwurf ignoriert nun diese Vorgabe, sondern führt in § 2 Abs. 5 eine generelle Verpflichtung zur Ausschreibung ab 2017 ein, verbunden mit der sofortigen Verpflichtung zur Ausschreibung bei Freiflächenanlagen nach § 53.

Zudem sollte ermittelt werden, welche Verfahren für eine wettbewerbliche Preisfindung neben Ausschreibungen/Auktionen noch zur Verfügung stehen und in welchem Umfang der bürokratische und finanzielle Aufwand im Verhältnis zu den erreichbaren Ergebnissen zu bewerten ist.

Einflussnahme von EU-Recht

In seinem Brief vom 15.5.2014 an die Staatskanzleien der Länder, sieht Staatssekretär Baake aus dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie diese Formulierung „vor dem Hintergrund der Umwelt und Beihilfeleitlinien der EU-Kommission nicht mit europäischem Recht vereinbar“.

Die von StS Baake erwähnten und für eine EU-Notifizierung heranzuziehenden „Leitlinien für staatliche Beihilfen für Umweltschutz und Energie 2014 – 2020“ der Generaldirektion Wettbewerb der EU-Kommission widersprechen aber dem Wortlaut des Koalitionsvertrages nicht. Dort heißt in Punkt 127:

„In einer Übergangsphase von 2015 bis 2016 müssen Beihilfen für Anlagen der erneuerbaren Energien in Höhe von mindestens 5% durch Ausschreibungen nach klaren, transparenten und nicht-diskriminierender Kriterien ermittelt werden.

Vom 1.1.2017 an sollen alle Beihilfen im Ausschreibungsverfahren nach klaren, transparenten und nichtdiskriminierenden Kriterien ermittelt werden, es sei denn

(i) Die Mitgliedstaaten legen dar, dass nur eine oder eine begrenzte Anzahl von Projekten oder Standorte dafür geeignet sind.

(ii) Die Mitgliedstaaten legen dar, dass wettbewerbliche Ausschreibungen in höherem Aufwand münden (z.B. um strategisches Bieten zu vermeiden).

(iii) Die Mitgliedstaaten legen dar, dass wettbewerbliche Ausschreibungen geringere Projektrealisierungen nach sich ziehen (Vermeidung von zu wenig Angeboten)“.

Eine generelle und vollumfassende Befreiung von der Notwendigkeit zu Ausschreibung ist nach Meinung der EU-Kommission dann möglich, wenn entweder sich nur eine begrenzte Anzahl von Projekten und Standorten geeignet sind, ein höherer Aufwand notwendig ist oder die Projektrealisierungen geringer ausfallen.

Dem nationalen Gesetzgeber wird hier von der EU-Kommission also ein sehr breiter Ermessensspielraum eröffnet. Dieser muss innerhalb der EEG-Novelle seinen Niederschlag finden, da sonst wichtige nationale Entscheidungsspielräume nicht genutzt werden können, die aber für eine realitätsgerechte Gestaltung der Energiewende notwendig sind. Zudem würde hiermit eine Integration des deutschen Rechts in den EU-Rahmen erfolgen.

Pilotprojekte

Dies alles ist in Deutschland zunächst in Pilotprojekten mit eingehender Standortanalyse zu überprüfen, bevor für die Zeit nach 2017 über verpflichtende Ausschreibungen entschieden werden kann.

Um Erfahrungen mit Ausschreibungsmodellen zu sammeln, ist es unabdingbar, nicht nur die vielfältigen Herausforderungen bei der Ausschreibung von Freiflächenanlage zu ermitteln, deren Erkenntnisse nicht auf andere Erzeugungsarten übertragbar sind. Vielmehr müssen im Bereich der Windkraft an Land eigene Erkenntnisse gewonnen werden. Dies ist nur über einzelne Pilotvorhaben im Bereich der Windkraft an Land sowie der Windkraft auf See möglich.

Dies gilt umso mehr, als dass ein funktionierendes Ausschreibungsmodell, welches die in Deutschland vorhandenen Rahmenbedingungen (zweistufiges mehrjähriges Flächenplanungsrecht, Privateigentum, umfangreiches Genehmigungsverfahren nach BImSchG und die im Koalitionsvertrag ausdrücklich verankerte Akteursvielfalt bzw. breite Bürgerbeteiligung) berücksichtigt, nicht vorliegt und erst unter Einfluss der Erfahrungen aus Pilotprojekten entwickelt werden kann. Welche Schwierigkeiten sich aus einem Ausschreibungsmodell ergeben können, zeigen die negativen Erfahrungen im EU-Ausland.

Die in den EU-Leitlinien genannte Verpflichtung zu Ausschreibungen in Höhe von 5% für die Jahre 2015 und 2016 kann auch mit Hilfe der Pilotprojekte erreicht werden.

Folgerungen:

§ 2 Abs. 6 ist so zu ändern, dass über die verpflichtende Ausschreibungen erst nach Abschluss der Auswertungen von Pilotprojekten - unter Einbeziehung der Überprüfung der Ausnahmeregelungen aus der EU-Beihilfeleitlinie – entschieden wird.

Dafür sind sowohl die Ausschreibungen für Freiflächenanlagen nach § 53 als Pilotprojekt mit Evaluierung auszugestalten, also auch die Norm auf Pilotvorhaben bzgl. Biomasse, Windenergie an Land und Windenergie auf See auszuweiten.

4. Zusammenfassung

Die EEG-Novelle verfolgt die richtigen Ziele. Auf dem Weg zur Zielerreichung sollten aus Sicht der ARGE Netz einige der beabsichtigten Maßnahmen überprüft werden, insbesondere hinsichtlich ihres Beitrags zur stärkeren Beteiligung erneuerbarer Energien am wettbewerblichen Marktgeschehen sowie zur Unterstützung der stärkeren Übernahme von Systemverantwortung durch die erneuerbaren Energien.

Es konnte gezeigt werden, dass allein durch Kostensenkungen bei der Förderung der erneuerbaren Energien nur begrenzte Kostensenkungspotentiale gehoben werden können. Daher ist es notwendig, die weiteren Bestandteile der EEG-Umlage unter Kostengesichtspunkten nochmals zu betrachten.

Eine Verbesserung der Marktteilnahme und der Systemverantwortung gibt der Gesetzentwurf zu wenig Anreize, die zudem kostenneutral umgesetzt werden können.

Die ARGE Netz empfiehlt daher folgende kostenneutrale Veränderungen:

- Ausweitung der Direktvermarktung: Transparenz und Öffnung der energiewirtschaftlichen Märkte (u.a. Regelenergie, Systemdienstleistungen) für die erneuerbaren Energien zum Zwecke der Marktteilnahme und der Systemverantwortung
- Aufhebung des Verbots der anteiligen Veräußerung zur Stärkung der Flexibilität und Marktteilnahme der erneuerbaren Energien
- Ermöglichung der Direktvermarktung von grünem Strom über Stromvertriebe zur Stärkung der Marktteilnahme der erneuerbaren Energien und zur Nutzung des

deutschen Systems der Herkunftsnachweise für einheimischen erneuerbaren Strom, Nutzung bereits entwickelter Modelle

- Anreize innerhalb des Förderrahmens zur Teilnahme an virtuellen erneuerbaren Kraftwerken als wichtige Voraussetzung zur Übernahme von mehr Systemverantwortung und der Versorgungssicherheit
- Anpassung der Bedingungen des Ausbaukorridors an die Bedingungen mittelständischer Unternehmen und Projekte mit Bürgerbeteiligung zur Sicherung der Akteursvielfalt
- Anpassung der Förderkurve zur Vermeidung von Fehlallokationen (leichter Kosteneffekt)
- Anpassung der Stichtagsregelung dergestalt, dass für vor dem 23.01.2014 beantragte Wind onshore Projekte eine Installationspflicht vor dem 01.04.2015 gilt (leichter Kosteneffekt)
- Sorgfältige Bewertung europäischer und internationaler sowie nationaler Erfahrungen beim beabsichtigten Ausschreibungsverfahren zur Vermeidung von Kostensteigerungen; Bewertung weiterer wettbewerblicher Verfahren zur Preisermittlung