

# **Handlungsempfehlungen für eine erfolgreiche Energiewende**

**Für die Verbändeanhörung zur Novelle des  
Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2014**

**Ein Positionspapier vorgelegt vom:  
Think-Tank Energiewende Schleswig-Holstein**

März 2014, Büsum & Husum

### Einleitung

Die Bundesregierung hat über Bundesenergieminister Sigmar Gabriel frühzeitig ihre Vorstellung für die Gestaltung eines neuen Energiemarktes und eines Förderrahmens für den Ausbau der erneuerbaren Energien kommuniziert. Bereits das im Januar 2014 vorgelegte Eckpunkte-Papier zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) verdeutlichte den ambitionierten Zeitplan der Gesetzesnovelle des EEG 2014 sowie einen Umbruch bei der Förderung erneuerbarer Energien. Das Gesetz soll bereits am 1. August 2014 in Kraft treten. Die Förderung soll im Schwerpunkt auf die Photovoltaik sowie die Windenergie an Land und auf See fokussiert, die Fördersätze stark gesenkt, eine Mengensteuerung eingeführt und der Förderrahmen zukünftig über Ausschreibungen festgelegt werden. Zur Begründung werden primär die hohen Kosten für den Ausbau erneuerbarer Energien angeführt. Derzeit macht die Onshore-Windenergie an der EEG-Umlage in Höhe von 6,24 Cent pro Kilowattstunde gerade einmal vier Prozent, also 0,25 Cent pro Kilowattstunde aus. Die Offshore-Windkraft bringt es auf 0,08 Cent pro Kilowattstunde (1,3 Prozent).

In diesem Kontext stellt sich die Frage, ob die vorgeschlagenen Konzepte die formulierten Ziele unterstützen können oder die Umsetzung der Energiewende in der Praxis konterkarieren. Um die Umsetzung der Energiewende in Schleswig-Holstein und der Bundesrepublik Deutschland sowie die Novelle des EEG zu begleiten, tagte erneut das Gremium **Think-Tank Energiewende Schleswig-Holstein**. In diesem aus landesweiten Experten bestehenden Kreis kommen Vertreter aus der Wirtschaft, Wissenschaft und den Verbänden zusammen, um allgemeinwohlorientierte Handlungsempfehlungen für Problemfelder der Energiewende zu erarbeiten, die das Land Schleswig-Holstein tangieren und auf die Bundesebene übertragbar sind. Zudem ist die Landesverwaltung in beratender Funktion in die Arbeit eingebunden. Koordiniert wird der Think-Tank Energiewende Schleswig-Holstein von der Netzwerkagentur windcomm, ein von der Europäischen Union, dem Land Schleswig-Holstein, regionalen Wirtschaftsförderungsinstitutionen sowie Windkraftfirmen finanziertes Clustermanagement für die Windenergiebranche.

Zu den Themen Strommarktdesign und Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2014) wurden im Rahmen von Workshops Problemfelder identifiziert und Handlungsempfehlungen erarbeitet, diskutiert und im vorliegenden Positionspapier zusammengetragen. Die Handlungsempfehlungen konzentrieren sich schwerpunktmäßig auf die Onshore- sowie die Offshore-Windenergie. Sie sind nicht umfassend formuliert, sondern stellen einen ersten energiepolitischen Input für die Verbändeanhörung zur Novelle des EEG 2014 in der ersten Märzhälfte dieses Jahres dar, der bei Bedarf und themenspezifisch erweitert werden kann. Die folgende Stellungnahme bezieht sich auf den Referentenentwurf in der Fassung vom 4. März 2014.

Nachstehend wurden folgende Themenfelder und Gliederungsschwerpunkte gewählt:

**Seite 2 bis 4: Empfehlungen für ein Strommarktdesign**

**Seite 5 bis 10: Empfehlungen zur Novelle des EEG 2014**

**Seite 11 bis 13: Zusammenfassung und zentrale Empfehlungen**

**Seite 14: Unterzeichner des Positionspapiers.**

## I. Strommarktdesign für die Bundesrepublik Deutschland

### **Ausgangslage:**

Das heutige Strommarktdesign hat sich historisch aus der früheren Monopolsituation der Kraftwerksbetreiber entwickelt. Erst seit den späten 1990er Jahren ist insbesondere durch die rechtlichen Vorgaben der Europäischen Union die Liberalisierung des Strommarktes vorangetrieben worden. Seit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) in 2005 besteht auch in Deutschland eine rechtliche Trennung zwischen Erzeugung, Transport und Handel von Energie (Unbundling). In diesem Kontext wurden Strombörsen für den Spot- und Terminmarkt etabliert, um einen kurzfristigen (Intra-Day und Day-Ahead) sowie langfristigen (Termin-)Handel von Energie zu ermöglichen. Diese Handelssysteme sind jedoch auf fossile und nukleare Erzeugungskapazitäten zugeschnitten, die regelbar sind.

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien und ihrem Anteil von über 25 Prozent am Bruttostromverbrauch stößt das derzeitige Strommarktdesign an seine Grenzen. Die Konflikte wurden durch das Inkrafttreten der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) im Jahr 2010 und durch die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2012 verschärft. Durch die Verordnung unterliegen die Übertragungsnetzbetreiber der Pflicht, nach EEG vergüteten Strom am Spotmarkt direkt zu vermarkten. Sie treten somit als Händler auf. Zuvor mussten die Endverbraucher beliefernden Versorgungsunternehmen den Strom abnehmen. Durch das EEG 2012 wurde die Direktvermarktung von Windstrom über die Strombörsen mit einer besonderen Prämie angereizt. Die übrigen Handelsregeln und somit die Preisbildung an den Handelsplätzen wurden nicht entsprechend den neuen Marktbedingungen angepasst. Beide Regelungen führten zu einer signifikanten Erhöhung des Angebotes an erneuerbarem Strom am Spotmarkt.

Durch den wachsenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien steigt auch der Bedarf an Kraftwerken, die bei Ausfall oder niedriger Einspeiseleistung den Energiebedarf flexibel decken können. Außerdem steigt der Bedarf für die Verfügbarkeit von Speichern und Konzepten zum Lastmanagement. Somit ist in der Diskussion, neben einem Markt für die permanente Einspeisung elektrischer Energie (Energy-Only-Markt) auch einen sogenannten Leistungsmarkt oder eine strategische Reserve zu etablieren. Ihr Rahmen soll nach aktuellen Planungen bis zum Ende des Jahres 2014 von der Bundesregierung skizziert werden.

### **Problemfelder:**

Der Spotmarkt (EPEX Spot) wurde für die kurzfristige Vermarktung von fossilen Energieträgern etabliert. Die Preisbildung am Spotmarkt ist daher grenzkostenorientiert. Erneuerbare Energien wie die Windenergie weisen aber kaum Grenzkosten aus, da sie keine Brennstoffkosten bei der Energieumwandlung verursachen. An den Börsen sank aufgrund des steigenden Angebotes erneuerbaren Stroms der Strompreis sowohl im Spot- als auch im Terminmarkt. In der Folge werden nur noch Kraftwerke mit niedrigen kurzfristigen Grenzkosten zur Bedarfsdeckung genutzt. Hierzu zählen insbesondere abgeschriebene und klimaschädliche Braun- und Steinkohlekraftwerke. Flexible Gas- und GuD-Kraftwerke kommen aufgrund ihrer höheren Grenzkosten kaum noch zum Einsatz. Durch die sinkenden Börsenstrompreise steigt auch die EEG-Umlage und damit die Belastung für den nicht befreiten Endverbraucher. Dieser Effekt wird durch die Ausweitung der Befreiungstatbestände von Unternehmen von der EEG-Umlage im Jahr 2013 verschärft, die nur einen verminderten Anteil an der Umlage zahlen müssen.

Grundsätzlich ist festzustellen, dass die Marktregeln nicht an die neuen Bedürfnisse und ein erhöhtes Handelsvolumen von Strom aus erneuerbaren Energien angepasst wurden. Zum einen hätte die Flexibilität von Kraftwerken gesondert angereizt werden müssen, damit Kraftwerkstypen mit niedrigen Reaktionszeiten die fluktuierenden erneuerbaren Energien ergänzen können. Zum anderen hätten hierfür CO<sub>2</sub>-arme Technologien gefördert werden müssen, um bis 2050 mindestens 80 Prozent des Stroms aus erneuerbaren Energien bereitstellen zu können.

Hierzu wäre ein funktionierender europäischer CO<sub>2</sub>-Handel notwendig. Nach den gegenwärtigen Marktrahmenbedingungen ist eine Refinanzierung an den Spotmärkten weder für flexible Gas- und GuD-Kraftwerke noch mittelfristig für erneuerbare Energien ohne Förderung möglich. Der Spotmarkt bietet zurzeit keinerlei Perspektive für die erneuerbaren Energien. Es ist außerdem zu befürchten, dass es durch die 2010 vollzogene Abkehr von der physikalischen Wälzung des regenerativen Stroms und durch steigende Einspeisemengen zukünftig zu Produktionsüberschüssen kommen wird. Die Folge wären unter anderem negative Strompreise und damit einhergehende Abregelungen bzw. der Vertrieb ins Ausland bei gleichzeitiger Zahlung der Abnahme. Eine Weiterentwicklung der Handelsprodukte entlang dieser neuen Prämissen ist daher dringend notwendig. Andernfalls ließen sich weder die Differenzkosten aus der EEG-Umlage senken noch wäre der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien gewährleistet.

Die Bereitstellung elektrischer Energie bei einem weiter steigenden Anteil an erneuerbaren Energien ist erklärtes politisches Ziel (siehe auch § 1 Abs. 2-3 EEG 2014-E). Es ist jedoch unwahrscheinlich, dass dies über Börsenhandelsplätze bzw. über den Energy-Only-Markt (EOM) organisiert werden könnte. In diesem Kontext könnte der Aufbau eines Handelsrahmens für die Bereitstellung von Erzeugungskapazität (Kapazitätsmechanismen) langfristig notwendig sein, um die Versorgungssicherheit in Deutschland und auch Europa zu gewährleisten. Hierbei sind besonders die Integration und Förderung von Speichertechnologien und der Ausbau von Smart-Grids zu berücksichtigen. Um die erhöhten Kosten für Kapazitätsmechanismen auszugleichen und den Endverbraucher in einer Übergangsphase nicht über Gebühr zu belasten, ist ein Konzept wünschenswert, das eine Degression der Förder- und Ausbaukosten für erneuerbare Energien mit dem Ausbau von Kapazitätsmechanismen verknüpft.

### Handlungsempfehlungen:

#### Börsen- & Stromhandel

- Erneuerbare Energien sollten nicht nur in einer Nische gehandelt werden (Spotmarkt), sondern an 100 Prozent des Marktes partizipieren dürfen!
- Der Strombörsenhandel sollte weiterentwickelt werden und gesonderte Produkte für erneuerbare Energien anbieten!
- Neue Vermarktungskonzepte sollten die ökologische Wertigkeit der erneuerbaren Energien berücksichtigen und erneuerbaren Strom als Premiummodell anbieten!
- Neue Börsenprodukte sollten Anreize für Erzeugungsflexibilität geben (Flexibilitätsbonus)!
- Externe Kosten sollten eingepreist werden. Dazu sollte der europaweite CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandel reaktiviert werden!
- Die Vermarktung sollte über Experten, d. h. die Netzbetreiber organisiert werden. Eine Direktvermarktung über Dritte ist nicht zielführend!

### **Kapazitätsmechanismen**

- Kapazitätsmechanismen sollten mit ausreichenden Übergangszeiten entwickelt werden!
- Es sollten Vergütungsanreize für CO<sub>2</sub>-arme und flexible Kraftwerke geschaffen werden, wobei kurze Reaktionszeiten am höchsten zu vergüten sind!
- Die Kosten für die Entwicklung von Kapazitätsmechanismen sollten durch eine Umschichtung bzw. Kostendegression bei der Vermarktung und Förderung der erneuerbaren Energien egalisiert werden!

### II. Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2014)

#### **Ausgangslage:**

Unter Bundesenergieminister Gabriel wurde Mitte Januar 2014 ein erster Entwurf zur Neuordnung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2014) auf den Weg gebracht, der zwei zentrale Ziele verfolgt. Zunächst soll über eine Mengenbegrenzung der Zubau der Windenergie gedeckelt werden. Für Windparks an Land sollen zwischen 2.400 und 2.600 Megawatt jährlich in Deutschland zugebaut werden (vgl. § 20 d Abs. 1 EEG 2014-E). Hierbei wird auf den Bruttozubau Bezug genommen. Der Abbau von Altanlagen soll somit nicht berücksichtigt werden. Für Windparks auf See soll der Zubau auf zwei Windparks pro Jahr mit einer installierten Leistung bis 800 Megawatt reduziert werden, so dass bis 2020 Windparks mit 6.500 Megawatt elektrischer Leistung errichtet werden können. Die Zubaubeschränkung wird mit der Erhöhung der EEG-Umlage und der damit verbundenen Belastung der Verbraucher begründet.

Des Weiteren sieht der Gesetzesentwurf eine Kürzung der Vergütung insbesondere für die Windenergie an Land vor. Dabei wird die Höhe der Degression an den jährlichen Zubau gekoppelt und quartalsweise ermittelt (vgl. § 20 d Abs. 2-3 EEG 2014-E). Zuvor war die Degression pro Kalenderjahr mit 1,5 Prozent pauschal festgelegt worden. Bei Überschreitung des Zubaukorridors steigt die Degression auf bis zu 1,2 Prozent pro Quartal an. Der sogenannte SDL-Bonus wird nicht weitergeführt, die Managementprämie für die Direktvermarktung sowie der Repowering-Bonus gestrichen. Insgesamt führen die Vorschläge zu einem zukünftigen Einnahmeverlust der Parkbetreiber von bis zu 26 Prozent gegenüber den derzeitigen Vergütungsansprüchen.

Die Offshore-Windenergie erhält entlang der aktuellen Vorschläge eine Verlängerung des sogenannten Stauchungsmodells bis zum 31.12.2019. Gleichwohl weichen die Formulierungen von den Regelungen im Koalitionsvertrag der Bundesregierung vom Dezember 2013 ab. Hier war keine Degression bis zum Jahr 2019 vorgesehen. Im aktuellen Gesetzesentwurf wird eine jährliche Degression von 1 Cent pro kWh ab 2018 bei Inanspruchnahme des Stauchungsmodells sowie von 0,5 Cent pro kWh bei Nutzung der regulären Vergütung vorgeschlagen (vgl. § 20 b Nr. 6 EEG 2014-E).

Die Übergangsfristen und damit der Vertrauensschutz von bereits getätigten Investitionen in Windparks werden ebenfalls neu geregelt. Grundsätzlich muss eine Anlage bis zum 31. Juli 2014 in Betrieb genommen werden, damit die Degression und die Vergütungssätze des EEG 2012 greifen (vgl. § 66 Abs. 1 EEG 2014-E). Für Anlagen, die nach dem 31. Juli 2014 und vor dem 1. Januar 2015 in Betrieb genommen werden, gelten ebenfalls die Bestimmungen des EEG 2012, wenn nach Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) genehmigungsbedürftige Anlagen eine Genehmigung oder Zulassung bis zum 22. Januar 2014 erhalten haben (vgl. Abs. 3 dieser Norm).

Langfristig soll die Direktvermarktung verpflichtend sowie die Einspeisevergütung über Ausschreibungsmodelle festgelegt werden (vgl. § 1 a Abs. 5 EEG 2014-E). Zunächst sollen aufgrund der geringen Erfahrungswerte Ausschreibungsmodelle bei Photovoltaikfreiflächenanlagen erprobt werden, die dann auch auf die Windenergie übertragen werden.

Unklar ist, wieviel Strom unentgeltlich von den Übertragungsnetzbetreibern abgeregelt werden darf. Im Koalitionsvertrag von CDU/CSU und SPD vom Dezember 2013 ist von bis zu 5 Prozent der jährlichen Einspeisemenge die Rede.

### Problemfelder:

#### Mengensteuerung über einen atmenden Deckel

Der Ausbau der Windenergie verursacht für den nicht privilegierten Endverbraucher über die EEG-Umlage so gut wie keine zusätzlichen Kosten. Die Ausbaukosten sind trotzdem das Hauptargument der Politik für eine Mengensteuerung. Aktuell sind es für die Windkraft an Land rund 0,25 Cent pro Kilowattstunde an der EEG-Umlage 2014 (4 Prozent). Für die Windenergie auf See sind es 0,08 Cent pro Kilowattstunde (1,3 Prozent). Auch der zukünftige Ausbau fällt kaum ins Gewicht. Bei einem Zubau von 1.000 Megawatt Onshore-Windenergieleistung steigt die EEG-Umlage um 0,022 Cent pro Kilowattstunde. Auch der Anteil der Offshore-Windenergie dürfte in Zukunft vergleichsweise gering ausfallen. Aufgrund der derzeitigen Verzögerungen lässt sich die Kostenbelastung schwer abschätzen. Grundsätzlich lässt sich an diesen Zahlen erkennen, dass das Argument, der Ausbau der Windenergie müsse aus Kostengründen gedrosselt werden, nicht greift. Planwerte für den Ausbau können aber helfen, einen geregelten und vorrausschauenden Umbau des Energiesystems zu ermöglichen. Dabei bewirkt ein Plankorridor, dass der Ausbaubedarf an Netzkapazitäten bzw. Netzbaumaßnahmen frühzeitig geplant werden kann sowie die volkswirtschaftlichen und Endverbraucherkosten kalkulierbar sind. Bei Über- oder Unterschreitung der Werte kann die Vergütung bzw. die Degression angepasst werden.

Die derzeitigen Vorschläge zur Mengensteuerung mit quartalsweise wechselnden Degressionsätzen sind in der Praxis schwer umsetzbar, erhöhen den Aufwand für Banken sowie Netzbetreiber und bringen Planungsunsicherheit in den Markt. Im Ergebnis werden höhere Finanzierungs- und Realisierungskosten erzeugt, die die Kosten der Energiewende erhöhen und nicht senken bzw. Projektrealisierungen erschweren. Zudem ist eine Fokussierung auf einen Bruttozubau von 2.500 Megawatt Windkraftleistung nicht zielführend, da sie das Repowering-Potenzial, also den Abbau von Altanlagen unterschätzt. Wird der deutschlandweite Altanlagenbestand mit einer Betriebszeit von mehr als zehn Jahren erfasst, lässt sich eine Repowering-Rate von über 1.000 Megawatt pro Jahr errechnen. Zudem haben einzelne Bundesländer auf Grundlage der geltenden EEG-Regelungen Windeignungsgebiete ausgewiesen. Allein in Schleswig-Holstein werden bis 2015 neue Windparks mit einer Leistung von mehr als 1.000 Megawatt pro Kalenderjahr an das Netz gehen. In diesem Kontext ist ein Planwert einzuführen, der der Realität und dem Willen der Energiewende Rechnung trägt. Dies gilt auch für die Offshore-Windenergie. So sind im Sinne der Energiewende 6.500 Megawatt installierte Leistung bis 2020 als Zielkorridor und nicht als feste Größe zu sehen. Für 2030 ist ein Plankorridor von mindestens 25 Gigawatt sinnvoll, um über ein ausreichendes Marktpotenzial Skaleneffekte und damit Kostenreduktionen zu ermöglichen. Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass grundsätzlich eine Entkopplung des Offshore-Ausbaus von normierten Fristen sinnvoll ist. Aus unterschiedlichsten Gründen können sich Ausbaumaßnahmen auf hoher See verzögern. Aufgrund des kraftwerksähnlichen Charakters von Offshore-Windparks erscheint auch die Festlegung von Grenzwerten der installierten Leistung pro Zeiteinheit wenig praxisorientiert.

#### Degression und Vergütung für die Onshore- und Offshore-Windkraft

Die Vergütungssätze für Windenergie wurden in der Vergangenheit den Marktrahmenbedingungen angepasst. Nach einer festgelegten Evaluierungszeit und einer turnusmäßigen Berichterstattung (EEG-Erfahrungsbericht) wurden sowohl die Anfangs- als auch die Grundvergütung sowie die jährliche Degression entlang der Marktpreisentwicklungen festgelegt. Dieses System gab und gibt bis heute Planungssicherheit und reduziert die Ausbaukosten für Onshore- und Offshore-Projekte bei ausreichender Vorlaufzeit und Vertrauensschutz der Investoren.

Die derzeitigen Vorschläge für die Onshore-Windenergie im Referentenentwurf vom 4. März 2014, besonders die quartalsweise Anpassung der Degression an die Ausbaumengen, wirken sehr komplex und wenig umsetzungsfreundlich. Zudem führt das neu vorgeschlagene Referenzertragsmodell und die damit verbundene Kalkulationsgrundlage für die Anfangsvergütung dazu, dass windstarke Standorte mit einem Referenzertrag zwischen 90 und 110 Prozent besonders hohe Vergütungseinbußen von über 20 Prozent hinnehmen müssen. An diesen Standorten sind die Stromgestehungskosten aber besonders niedrig und senken somit die volkswirtschaftlichen Ausbaurkosten und die monetäre Belastung der Endverbraucher. Dies läuft also auch dem Willen des Gesetzgebers zuwider, die Ausbauförderung der Windkraft auf windhöfliche Standorte zu konzentrieren.

Bei der Windenergie auf See bringen die Vorschläge, die Degression in den Jahren 2018 bis 2019 um jährlich 0,5 bzw. 1,0 Cent pro Kilowattstunde pauschal einzuführen, ebenfalls Probleme mit sich. Die Degression sollte daher an Ausbau- anstatt an Zeitkorridoren orientiert werden. An dieser Stelle wird auf die Vorschläge der Offshore-Wind-Industrie-Allianz (OWIA) verwiesen.

### **Einspeisemanagement und Härtefallregelung**

Der weitere Ausbau der Windenergie an Land und auf See wird neben einem effizienten Einspeisemanagement und der Erhöhung bestehender Netzkapazitäten auch den Ausbau neuer Netze mit sich bringen. Aufgrund der langen Planungs- und Realisierungszeiten wird es in der Zukunft in einigen Regionen zu Netzengpässen kommen. Diese können durch die Einspeisung von Kohle- und Atomstrom auch aus europäischen Anrainerstaaten verschärft werden. Die Abregelung kann im Einzelfall volkswirtschaftlich sinnvoller sein, als Netzkapazitäten überdimensioniert auszubauen. Dabei müssen die Anlagenbetreiber gleichwohl den Ausfall weiterhin vergütet bekommen, um keinen unkalkulierbaren Risiken ausgesetzt zu werden. Wesentlich aus Sicht der Endverbraucher ist es auch, dass die Lastverteilung für den Netzausbau bundesweit erfolgt. In Regionen mit erhöhtem Netzausbaubedarf besteht derzeit die Gefahr, dass die Endverbraucher überproportional über die Netznutzungsentgelte belastet werden. Eine mit dem Netzausbau verbundene Steuerung und dessen Kostentragung sind zwischen dem Bund und den Ländern abzustimmen.

### **Direktvermarktung**

Die Auswirkungen einer verpflichtenden Direktvermarktung wurden bereits in Kapitel eins dargelegt. Es bedarf einer grundsätzlichen Anpassung des Strommarktdesigns und der Entwicklung neuer Vertriebs- und Vermarktungsmöglichkeiten für erneuerbare Energien. In diesem Zusammenhang ist der Vorrang der Direktvermarktung im Entwurf zum EEG 2014 zu hinterfragen. Dies gilt insbesondere deshalb, weil die Pflichten und Kosten zur Vermarktung auf die Anlagenbetreiber abgewälzt werden. Nach dem aktuellen Gesetzesentwurf sollen auch die Vermarktungskosten für die Onshore-Windenergie umgelegt werden, was einer zusätzlichen Vergütungskürzung gleichkommt. Der Nutzen dieser Wälzung auf den Erzeuger im Sinne einer Marktdiversifikation ist in der Praxis gleichwohl nicht festzustellen. In diesem Kontext wäre es hilfreich, die Vermarktung zukünftig über spezialisierte Dritte zu organisieren und für Anlagenbetreiber optional auszugestalten. Auch beim Ausfall des Direktvermarkters greifen die aktuellen Vorschläge zu kurz. Der Anspruch auf eine Ausfallvergütung von lediglich 80 Prozent der Marktprämie erhöht das Risiko des Anlagenbetreibers zusätzlich.



### Ausschreibungen

Der Entwurf zum EEG 2014 sieht bisher vor, dass die Vergütungshöhe über Ausschreibungsmodelle für die Windenergie und andere erneuerbare Energien ab 2017 festgelegt wird. Das Verfahren soll zunächst an PV-Freiflächenanlagen erprobt werden. Eine pauschale Übertragung von Ausschreibungsmodellen von der Photovoltaikbranche auf die Windenergie ist nicht möglich, da hier andere Planungs- und Realisierungszeiträume zu beachten sind. Sollen Ausschreibungen für die Windenergie an Land und auf See eingeführt werden, müssen sie im deutschen Energiemarkt zunächst erprobt werden.

Erfahrungen aus anderen europäischen Ländern zeigen bisher, dass Ausschreibungsmodelle zu einer Marktkonsolidierung und somit zu weniger Wettbewerb bei abnehmender Akteursvielfalt führen. Dies kann langfristig sogar zu einer Erhöhung der Stromgestehungskosten führen. Zudem werden die Beteiligung von kleinen und mittelständischen Unternehmen sowie die Partizipation von Bürgern an Windprojekten erschwert bis unterbunden.

### Übergangsfristen und Vertrauensschutz

Die Projektrealisierungszeiten betragen für einen Onshore-Windpark bis zu 6 Jahre von der Pacht der ersten Flächen bis zur Inbetriebnahme der Anlagen. In diesem Zeitraum tätigen zumeist kleine bis mittelständische Projektentwickler Investitionen in Personal sowie Planungsunterlagen und gehen vertragliche Bindungen zum Beispiel für den Kauf von Windkraftturbinen ein. Für einen Windpark mit fünf Anlagen summieren sich die Kosten auf bis zu eine Million Euro. Diese langen Vorlaufzeiten benötigen daher stabile Rahmenbedingungen und einen Vertrauensschutz in getätigte Investitionen, damit Projektfinanzierungen möglich sind. Kurzfristige Änderungen der Rahmenbedingungen verzögern oder gefährden Projekte und die damit verbundenen Arbeitsplätze. Sie zerstören zudem das Vertrauen der Bürger, die sich bereits an planreifen Projekten mit Eigenkapital beteiligt haben.

### Handlungsempfehlungen:

#### Mengensteuerung über einen atmenden Deckel

- Ein atmender Deckel ist als Instrument zur Mengensteuerung der Windenergie ungeeignet und sollte daher nicht als verbindlicher und maximaler Zubau verstanden werden! Alternativ sollten Planwerte in das EEG 2014 aufgenommen werden!
- Als Plankorridor wird ein Zubau von 3.000 Megawatt netto pro Kalenderjahr für die Onshore-Windenergie empfohlen!
- Für die Offshore-Windenergie wird ein Plankorridor von 6.500 Megawatt bis 2020 und 25.000 Megawatt für 2030 empfohlen!
- Bei Überschreitung des Planwertes sollte die Degression angepasst bzw. angehoben werden!

#### Degression und Vergütung für die Onshore- und Offshore-Windkraft

- Für die Onshore-Windenergie sollte ein fester Degressionssatz pro Kalenderjahr beibehalten werden! Die Höhe sollte sich an den Regelungen des EEG 2012 orientieren!

## **Handlungsempfehlungen für eine erfolgreiche Energiewende**

---

- Das Referenzertragsmodell sollte in seiner Grundkonzeption erhalten bleiben!
- Die Vergütungssätze sollten sich an der Standortgüte orientieren, d. h. eine lineare durchschnittliche Vergütungszunahme bei Abnahme der Standortqualität muss gewährleistet werden!
- Der Fokus der Förderung sollte tendenziell auf Standorten mit hohen Windgeschwindigkeiten liegen, um die volkswirtschaftlichen Kosten für die Energiewende und für den Endverbraucher zu minimieren!
- Aus Gründen der Netzstabilität und Versorgungssicherheit sowie der Akzeptanz in der Bevölkerung ist eine dezentrale Erzeugungsstruktur auch in den südlichen Bundesländern durch einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb zu ermöglichen!
- Die Degression der Offshore-Vergütungssätze sollte an die Ausbaukorridore (Planwerte) und nicht an zeitliche Fristen gekoppelt werden!

### **Einspeisemanagement und Härtefallregelung**

- Die Vorgaben zur Härtefallregelung sollen im EEG weiterhin normiert werden und nicht ex post in einem anderen Gesetz geregelt werden!
- Ein pauschaler Vergütungsausfall von bis zu 5 Prozent sollte grundsätzlich gestrichen werden. Der Anlagenbetreiber sollte jederzeit eine Ausfallentschädigung erhalten!
- Es sollte die Einführung einer bundesweiten Netzzumlage geprüft werden, um die Netznutzungsentgelte in erzeugungsstarken Regionen zu stabilisieren!

### **Direktvermarktung**

- Die Vorgaben zur Direktvermarktung sollten nicht verpflichtend, sondern optional für den Anlagenbetreiber normiert werden!
- Die feste Einspeisevergütung sollte als Rückfalloption erhalten bleiben, um Sicherheiten für Projekte und somit geringe Finanzierungs- und Ausbaukosten zu ermöglichen!

### **Ausschreibungen**

- Ausschreibungsmodelle sollten nur dann Anwendung finden, wenn ihre kostensenkende und stabilisierende Wirkung sowie ihre Adaptionfähigkeit im Bereich der Windenergie in der Praxis nachgewiesen wurden!
- Der Erhalt der Akteursvielfalt im Markt, die regionale Wertschöpfung sowie die Partizipation von Bürgern sollten erhalten bleiben und wesentliche Ausschreibungskriterien bilden!

## **Handlungsempfehlungen für eine erfolgreiche Energiewende**

---

- Um eine Pilotphase sorgfältig vorbereiten zu können, sollte der im Koalitionsvertrag avisierte Termin in 2018 nicht auf 2017 vorgezogen werden!

### **Übergangsfristen**

- Anlagen, die bis zum 31.12.2015 in Betrieb genommen worden sind und eine Genehmigung nach dem BImSchG bis zum 31.12.2014 erhalten haben, sollten einen Vergütungsanspruch nach geltendem EEG erhalten!

### **Sonstige Forderungen**

- Regelungen für Prototypen aus der SDLWindV sollten im EEG 2014 normiert werden, da die Normen in der Verordnung gemäß dem Referentenentwurf gestrichen werden sollen!
- Die vorgesehenen Verordnungsermächtigungen des Bundes sollten nur unter Beteiligung der Länder möglich sein!

### Zusammenfassung und zentrale Empfehlungen:

Der Erfolg der deutschen Energiewende entscheidet sich aus Sicht der Bundesregierung kurzfristig. Dafür hat sie einen Entwurf zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2014) vorgelegt. Dabei wäre ein mittel- bis langfristiges Konzept zur Umgestaltung des Strommarktdesigns und eines verlässlichen Ausbaurahmens für die erneuerbaren Energien unter Einbindung der Länder wünschenswert. Der **Think-Tank Energiewende Schleswig-Holstein** hat folgende Handlungsempfehlungen für die kurz- bis langfristige Umsetzung mit dem Fokus auf die Windenergie entwickelt:

### Strommarktdesign

#### **Börsen- & Stromhandel**

- Erneuerbare Energien sollten nicht nur in einer Nische gehandelt werden (Spotmarkt), sondern an 100 Prozent des Marktes partizipieren dürfen!
- Der Strombörsenhandel sollte weiterentwickelt werden und gesonderte Produkte für erneuerbare Energien anbieten!
- Neue Vermarktungskonzepte sollten die ökologische Wertigkeit der erneuerbaren Energien berücksichtigen und erneuerbaren Strom als Premiummodell anbieten!
- Neue Börsenprodukte sollten Anreize für Erzeugungsflexibilität geben (Flexibilitätsbonus)!
- Externe Kosten sollten eingepreist werden. Dazu sollte der europaweite CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandel reaktiviert werden!
- Die Vermarktung sollte über Experten, d. h. die Netzbetreiber organisiert werden. Eine Direktvermarktung über Dritte ist nicht zielführend!

#### **Kapazitätsmechanismen**

- Kapazitätsmechanismen sollten mit ausreichenden Übergangszeiten entwickelt werden!
- Es sollten Vergütungsanreize für CO<sub>2</sub>-arme und flexible Kraftwerke geschaffen werden, wobei kurze Reaktionszeiten am höchsten zu vergüten sind!
- Die Kosten für die Entwicklung von Kapazitätsmechanismen sollten durch eine Umschichtung bzw. Kostendegression bei der Vermarktung und Förderung der erneuerbaren Energien egalisiert werden!

### **Novellierung des Erneuerbare Energien Gesetz (EEG 2014)**

#### **Mengensteuerung über einen atmenden Deckel**

- Ein atmender Deckel ist als Instrument zur Mengensteuerung der Windenergie ungeeignet und sollte daher nicht als verbindlicher und maximaler Zubau verstanden werden! Alternativ sollten Planwerte in das EEG 2014 aufgenommen werden!
- Als Plankorridor wird ein Zubau von 3.000 Megawatt netto pro Kalenderjahr für die Onshore-Windenergie empfohlen!
- Für die Offshore-Windenergie wird ein Plankorridor von 6.500 Megawatt bis 2020 und 25.000 Megawatt für 2030 empfohlen!
- Bei Überschreitung des Planwertes sollte die Degression angepasst bzw. angehoben werden!

#### **Degression und Vergütung für die Onshore- und Offshore-Windkraft**

- Für die Onshore-Windenergie sollte ein fester Degressionssatz pro Kalenderjahr beibehalten werden! Die Höhe sollte sich an den Regelungen des EEG 2012 orientieren!
- Das Referenzertragsmodell sollte in seiner Grundkonzeption erhalten bleiben!
- Die Vergütungssätze sollten sich an der Standortgüte orientieren, d. h. eine lineare durchschnittliche Vergütungszunahme bei Abnahme der Standortqualität muss gewährleistet werden!
- Der Fokus der Förderung sollte tendenziell auf Standorten mit hohen Windgeschwindigkeiten liegen, um die volkswirtschaftlichen Kosten für die Energiewende und für den Endverbraucher zu minimieren!
- Aus Gründen der Netzstabilität und Versorgungssicherheit sowie der Akzeptanz in der Bevölkerung ist eine dezentrale Erzeugungsstruktur auch in den südlichen Bundesländern durch einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb zu ermöglichen!
- Die Degression der Offshore-Vergütungssätze sollte an die Ausbaurkorridore (Planwerte) und nicht an zeitliche Fristen gekoppelt werden!

#### **Einspeisemanagement und Härtefallregelung**

- Die Vorgaben zur Härtefallregelung sollen im EEG weiterhin normiert werden und nicht ex post in einem anderen Gesetz geregelt werden!
- Ein pauschaler Vergütungsausfall von bis zu 5 Prozent sollte grundsätzlich gestrichen werden. Der Anlagenbetreiber sollte jederzeit eine Ausfallentschädigung erhalten!

## **Handlungsempfehlungen für eine erfolgreiche Energiewende**

---

- Es sollte die Einführung einer bundesweiten Netzzumlage geprüft werden, um die Netznutzungsentgelte in erzeugungsstarken Regionen zu stabilisieren!

### **Direktvermarktung**

- Die Vorgaben zur Direktvermarktung sollten nicht verpflichtend, sondern optional für den Anlagenbetreiber normiert werden!
- Die feste Einspeisevergütung sollte als Rückfalloption erhalten bleiben, um Sicherheiten für Projekte und somit geringe Finanzierungs- und Ausbaurkosten zu ermöglichen!

### **Ausschreibungen**

- Ausschreibungsmodelle sollten nur dann Anwendung finden, wenn ihre kostensenkende und stabilisierende Wirkung sowie ihre Adaptionfähigkeit im Bereich der Windenergie in der Praxis nachgewiesen wurden!
- Der Erhalt der Akteursvielfalt im Markt, die regionale Wertschöpfung sowie die Partizipation von Bürgern sollten erhalten bleiben und wesentliche Ausschreibungskriterien bilden!
- Um eine Pilotphase sorgfältig vorbereiten zu können, sollte der im Koalitionsvertrag avisierte Termin in 2018 nicht auf 2017 vorgezogen werden!

### **Übergangsfristen**

- Anlagen, die bis zum 31.12.2015 in Betrieb genommen worden sind und eine Genehmigung nach dem BImSchG bis zum 31.12.2014 erhalten haben, sollten einen Vergütungsanspruch nach geltendem EEG erhalten!

### **Sonstige Forderungen**

- Regelungen für Prototypen aus der SDLWindV sollten im EEG 2014 normiert werden, da die Normen in der Verordnung gemäß dem Referentenentwurf gestrichen werden sollen!
- Die vorgesehenen Verordnungsermächtigungen des Bundes sollten nur unter Beteiligung der Länder möglich sein!

### Mitglieder des Think-Tank Energiewende Schleswig-Holstein und Unterzeichner:

**Peter Beckmann**

Geschäftsführer  
KiWi GmbH

**Jan Peter Ehlers**

Geschäftsführer  
Ingenieurbüro Jan Peter Ehlers GmbH

**Renate Duggen**

Geschäftsführerin  
Rendsburg Port Authority GmbH

**Dr. Matthias Hüppauff**

Geschäftsführer  
Wirtschaftsförderung Nordfriesland mbH

**Volker Köhne**

Vorstand  
windcomm schleswig-holstein e. V.

**Pascal Ledune**

Geschäftsführer  
Wirtschaftsförderungsgesellschaft des Kreises  
Rendsburg-Eckernförde GmbH

**Torsten Levsen**

Vorstandsvorsitzender  
Denker & Wulf AG

**Per Lind**

Geschäftsführer  
GETproject GmbH & Co. KG

**Martin Schmidt**

Geschäftsführer  
windcomm schleswig-holstein e. V.

**Holger Seidel**

Regionalmanager Industrieenergie  
Entwicklungsgesellschaft Brunsbüttel mbH

**Asmus Thomsen**

Stellvertretender Vorstandsvorsitzender  
windcomm schleswig-holstein e. V.