

EEG 2012 – An Overview of the Framework for Wind Energy Use

EEG 2012 – Ein Überblick zu den Rahmenbedingungen für die Windenergienutzung

B. Neddermann; DEWI Wilhelmshaven



ENGLISH - DEUTSCH

On 1.1.2012 the Amendment of the Renewable Energy Sources Act (EEG) will come into Force.

Within the legislation for the change in energy policy the German Bundesrat (upper house of parliament) has also passed the amendment of the Renewable Energy Sources Act (EEG) on 8 July 2011. The amended Act aims at increasing the share of renewable energies in electricity supply by 2020 to at least 35% and related to the total gross final energy demand to at least 18%. Corresponding to the target of the EEG 2012 renewable energies shall reach a share in electricity supply of at least 50% by 2030 and at least 80% by 2050.

The amendment of the Act does not include fundamental changes for the wind energy use. The basic structure of the feed-in remuneration for wind turbine generator systems (WTGS) – reference yield model and granting of system services (SDL) bonus and repowering bonus – remains unaltered. Considerable modifications for wind energy use apply to the remuneration of offshore wind turbines and the regulations related to the direct marketing of electricity generated by wind energy.

In the following an overview of the economic framework for wind energy use in Germany as of 1.1.2012 is given. An

Am 1.1.2012 tritt das novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz in Kraft

Im Rahmen der Gesetze zur Energiewende wurde am 8. Juli 2011 mit der Zustimmung des Deutschen Bundesrates auch die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) beschlossen. Die Neufassung des Gesetzes verfolgt das Ziel, bis 2020 in Deutschland den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung auf mindestens 35% und bezogen auf den gesamten Bruttoendenergieverbrauch auf mindestens 18 % zu erhöhen. Entsprechend der Zielsetzung im EEG 2012 sollen die regenerativen Energien bis 2030 mit mindestens 50 % und bis 2050 mit mindestens 80% zur Stromversorgung beitragen.

Für die Windenergienutzung sieht die Gesetzesnovelle keine fundamentalen Änderungen vor. Die bisherige Grundstruktur der Windstromvergütung – Referenzertragsmodell und Gewährung von Repowering- und Systemdienstleistungs(SDL)-Bonus – bleiben unverändert erhalten. Wesentliche Änderungen für die Windenergienutzung betreffen die Vergütung für Windenergieanlagen (WEA) auf See (Offshore) und die Regelungen zur Direktvermarktung des Windstroms.

excerpt of the wind specific contents of the official text of the Act will be published on the DEWI homepage www.dewi.de as soon as it is available.

Remuneration for Wind Energy Onshore

Corresponding to the regulations already made in EEG 2009, WTGS commissioned in 2012 will receive an initial remuneration of 9.41 ct/kWh. This value already includes the SDL bonus of 0.48 ct/kWh to which all new wind turbines commissioned before 1.1.2015 are entitled. The SDL bonus is meant to cover the extra costs related to the regulated requirements for an optimized grid integration of the WTGS.¹ The period for which the increased initial remuneration applies (at least 5 years / maximum 20 years) depends on the quality of the site and is established according to the reference yield model defined by the EEG. After the initial remuneration period, the basic buy-back price is paid (4.87 ct/kWh for WTGS commissioned in 2012), when the maximum remuneration period (20 years plus year of commissioning) has not been reached yet. For WTGS put into operation in the following calendar years, the initial and the basic remuneration will decrease by 1.5 percent each year. So far, a yearly degression of remuneration of 1% was valid, so that the pressure for decrease of costs was intensified with the EEG 2012. It must be noted, however, that the initial and the basic remuneration valid for the calendar year in which the WTGS was commissioned, will apply for the whole remuneration period.

~~WTGS operators can claim remuneration according to the EEG only if they can prove that at least 60% of the EEG reference yield can be reached at the site planned. For small wind turbines up to 50 kW rated capacity such proof is not necessary. *~~

For new WTGS installed in replacement for old and smaller turbines (the so-called "repowering") the initial remuneration will be increased by 0.5 cent/kWh, on condition that the turbine to be replaced is located in the same administrative district and was commissioned already before 1.1.2002. Also, the new turbine must have at least twice the original capacity. The previous limitation of capacity to at most five times the original capacity is not included any longer in the EEG 2012. The number of new machines installed in the course of repowering shall not exceed the number of dismantled wind turbines.

The Fig. 1 shows the level of remuneration for new wind turbines onshore depending on the year of commissioning. For the period between 2009 and 2011 the development is shown with a 1% degression per year according to the old EEG, and for the period between 2012 and 2015 the graph shows the development based on the EEG 2012 with a remuneration and bonus decreasing by 1.5% per calendar year.

Remuneration for Offshore Wind Energy

Offshore wind turbines generally receive an initial remuneration of 15 ct/kWh for a period of 12 years. The

Nachfolgend wird ein Überblick zu den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Windenergienutzung in Deutschland gegeben, die ab 1.1.2012 gelten. Ein Auszug der für die Windenergie relevanten Inhalte des offiziellen Gesetztextes wird auf der DEWI-Homepage www.dewi.de veröffentlicht sobald dieser vorliegt.

Vergütung für WEA an Land

Entsprechend der schon im EEG 2009 getroffenen Regelung erhalten WEA, die 2012 in Betrieb gehen, eine Anfangsvergütung von 9,41 ct/kWh. Dieser Wert berücksichtigt bereits den „SDL-Bonus“ in Höhe von 0,48 ct/kWh, der allen Neuanlagen zusteht, die vor dem 1.1.2015 in Betrieb genommen werden. Durch den SDL-Bonus soll der Mehraufwand zur Erfüllung der vorgeschriebenen Anforderungen für eine verbesserte Netzintegration der WEA berücksichtigt werden.¹ Der Zeitraum, für den der Anspruch zur Zahlung der erhöhten Anfangsvergütung gilt (mind. 5 Jahre/max. 20 Jahre), hängt von der Qualität des Standorts ab und wird nach dem im EEG definierten Referenzertragsmodell ermittelt. Nach dem Auslaufen der Anfangsvergütung wird die Grundvergütung gezahlt (bei Inbetriebnahme in 2012: 4,87 ct/kWh), wenn die maximale Vergütungsdauer (20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr) noch nicht erreicht wurde.

Für WEA, die in den folgenden Kalenderjahren in Betrieb gehen, sinken Anfangs- und Grundvergütung künftig um 1,5 Prozent pro Jahr. Bisher galt eine jährliche Degression der Vergütung von 1 %, so dass der Druck zur Kostensenkung im EEG 2012 erhöht wird. Es ist zu beachten, dass die sich für das Kalenderjahr der Inbetriebnahme ergebenden Anfangs- und Grundvergütungen für die gesamte Vergütungsdauer gelten.

~~Voraussetzung für den EEG-Vergütungsanspruch ist der Nachweis des WEA-Betreibers, dass an dem geplanten Standort mindestens 60 Prozent des EEG-Referenzertrags erzielt werden kann. Für Kleinanlagen bis 50 kW Nennleistung ist kein entsprechender Nachweis erforderlich. *~~

Die Anfangsvergütung erhöht sich um weitere 0,5 ct/kWh für neu installierte Anlagen, die als Ersatz für alte kleine WEA dienen (sog. „Repowering“). Voraussetzung ist dabei, dass die ersetzte Anlage aus demselben oder einem benachbarten Landkreis stammt und bereits vor dem 1.1.2002 in Betrieb genommen wurde. Zudem muss durch das Repowering mindestens eine Verdopplung der installierten Leistung erreicht werden. Die bisherige Begrenzung der Leistungssteigerung auf höchstens das Fünffache ist im EEG 2012 dagegen nicht mehr enthalten. Die Anzahl der im Rahmen des Repowering neu errichteten Anlagen darf die Anzahl der abgebauten Anlagen nicht übersteigen.

Die Abb. 1 gibt einen Überblick, wie sich die Vergütungshöhe für neue WEA an Land in Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahres darstellt. Für den Zeitraum 2009-2011 ist die Entwicklung nach dem alten EEG mit 1% jährlicher Degression der Vergütung und der Boni dargestellt, für den Zeitraum 2012-2015 zeigt die Abbildung den Verlauf nach dem EEG 2012 mit 1,5% Degression pro Kalenderjahr.

¹ For old WTGS, commissioned from 2002 to 2008, the feed-in tariff is increased by 0.7 ct/kWh for a period of five years if a retrofit was made until the end of 2015 in order to meet the SDL requirements.

¹ Für Altanlagen, die von 2002 bis 2008 in Betrieb genommen wurden, erhöht sich die Vergütung bei einer Nachrüstung zur Erfüllung der SDL-Anforderungen bis Ende 2015 für die Dauer von fünf Jahren um 0,7 ct/kWh.

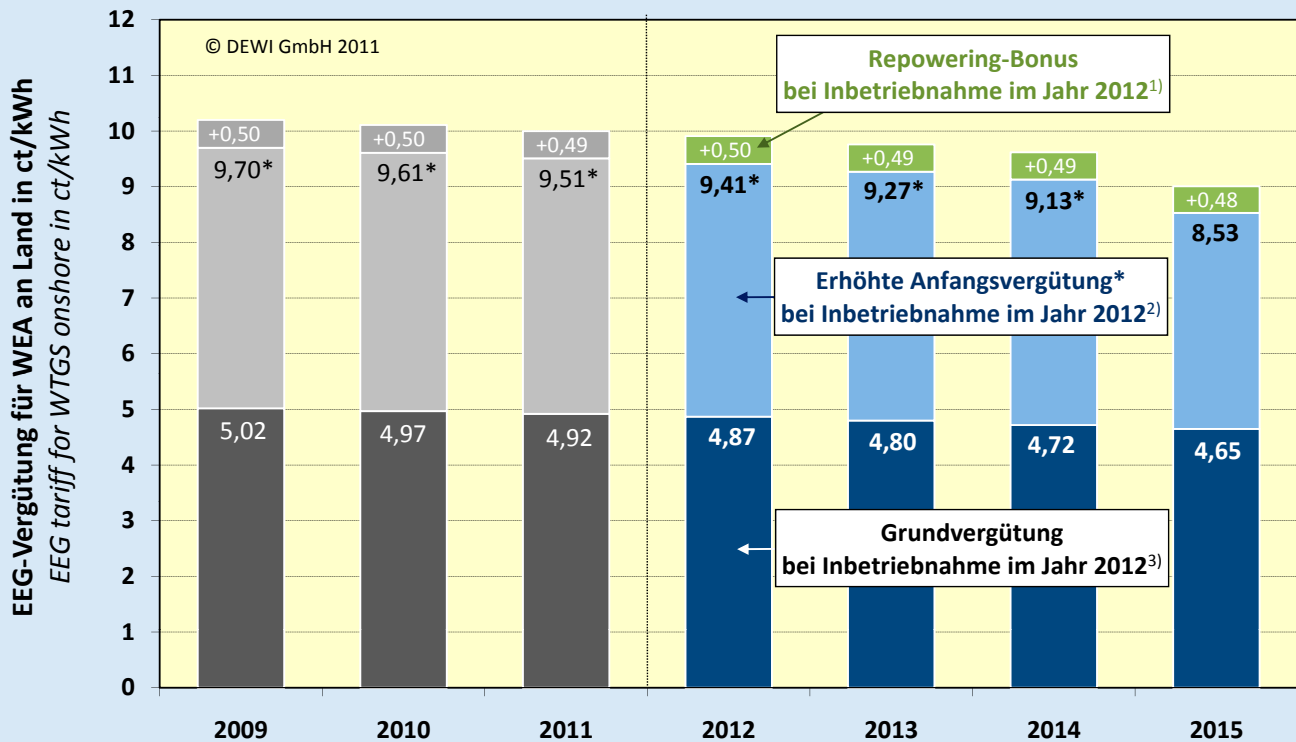


Fig. 1: Development of EEG remuneration for WTGS onshore in the period between 2009 and 2011 and from 2012 onwards

¹⁾ Repowering bonus for WTGS commissioned in 2012

²⁾ Increased initial remuneration for WTGS commissioned in 2012

³⁾ Basic remuneration for WTGS commissioned in 2012

Abb. 1: Entwicklung der EEG-Vergütung für WEA an Land im Zeitraum 2009-2011 und ab 2012

previous limitation of this regulation to turbines that are put into operation by the end of 2015 is not valid any longer. As a new option the so called "Stauchungsmodell" (shortening model) has been included in the EEG. With this model the operator has the opportunity to receive an initial remuneration of 19 ct/kWh for a shortened period of 8 years, provided that the WTGS was put into operation before 2018. The basic tariff for offshore WTGS following the increased initial remuneration remains unaltered 3.5 ct/kWh until the maximum remuneration period (20 years plus year of commissioning) is reached. For projects which are at least 12 nautical miles away from the coast and/or in waters deeper than 20 m, the period for the increased initial remuneration is extended depending on the actual site conditions. In case of using the above mentioned "Stauchungsmodell" the extended initial remuneration is 15 ct/kWh. According to the EEG 2012 a degression of feed-in tariffs of 7% per calendar year is scheduled not until 2018.

Grid Integration and Feed-in Management

In view of the continuously growing importance of wind power production, the requirements concerning grid integration are also increasing. Especially in the coastal regions grid bottlenecks keep occurring. Against this background, different regulations for the procedure to be followed in case of an impending grid overload are specified in the EEG 2012.

Vergütung für Offshore-WEA

Offshore-Windenergieanlagen erhalten grundsätzlich eine Anfangsvergütung von 15 ct/kWh über einen Zeitraum von 12 Jahren. Die bisherige Beschränkung dieser Regelung auf Anlagen, die bis Ende 2015 in Betrieb gehen, gilt nicht mehr. Neu als Option aufgenommen wurde im EEG 2012 das sog. „Stauchungsmodell“. Dieses bietet dem Betreiber die Möglichkeit, für einen auf acht Betriebsjahre verkürzten Zeitraum eine Anfangsvergütung von 19 ct/kWh zu erhalten, wenn die Offshore-WEA vor 2018 in Betrieb genommen wurden. Die Grundvergütung für Offshore-WEA im Anschluss an die erhöhte Anfangsvergütung beträgt unverändert 3,5 ct/kWh bis die maximale Vergütungsdauer (20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr) erreicht wurde. Für Projekte mit mind. 12 Seemeilen Küstenentfernung und/oder mind. 20 m Wassertiefe verlängert sich der o.g. Zeitraum für die erhöhte Anfangsvergütung je nach Standortbedingungen. Bei Inanspruchnahme des o.g. Stauchungsmodells gilt dann eine verlängerte Anfangsvergütung von 15 ct/kWh. Gemäß EEG 2012 ist erst ab 2018 eine Degression der Vergütungen von 7% pro Kalenderjahr für Offshore-Anlagen vorgesehen.

Netzintegration und Einspeisemanagement

Angesichts der stetig wachsenden Bedeutung der Windstromerzeugung steigen auch die Anforderungen hinsicht-

Electro-Mechanical Differential Systems

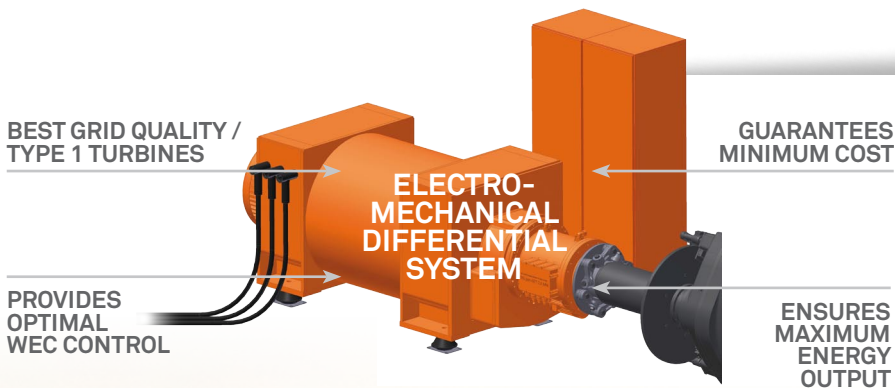
SET is a technology company providing variable-speed, medium-voltage drive systems.

www.ghp-set.com

Based on innovative engineering methods and some 25 years of expertise, SET develops and manufactures electro-mechanical differential drives.

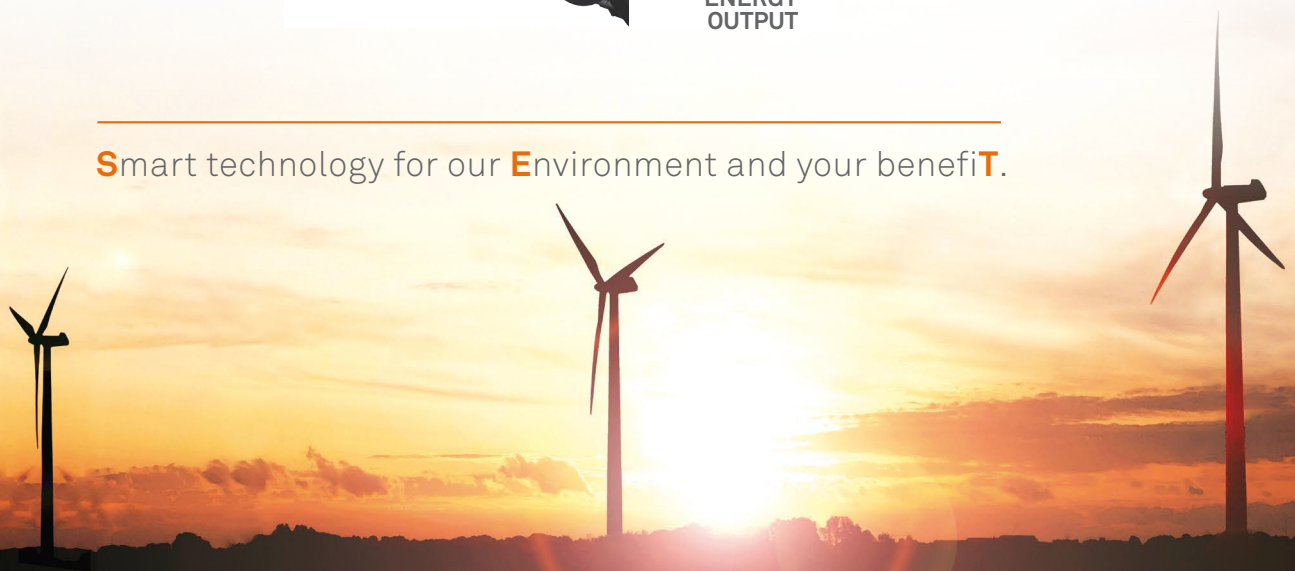
SET now presents the next evolutionary step into the future of modern wind technology. Our highly dynamic electro-mechanical differential system provides outstanding power quality combined with improved efficiency at minimum cost.

KEY BENEFITS:



POWER
FOR **ENERGY**

Smart technology for our **E**nvironment and your benefit**T**.



For example, "as an exception" the grid operator shall be entitled in case of grid bottlenecks to reduce the output of the WTGS connected, if otherwise the grid capacity would be exceeded (so-called "feed-in management" for WTGS with more than 100 kW rated capacity. WTGS operators are required to have their turbines equipped with a tool which allows remote-controlled limiting of the power production in case of grid overload and an online query of the actual feed-in power.

In such a case - reduction of the power production under the „feed-in management“ - the grid operator has to pay a compensation of 95% of the revenue lost (plus any additional expenses and minus any expenses saved). If the revenue lost exceeds 1% of the total revenue of one year, the wind farm operator is entitled to a 100% compensation. The grid operator has to inform the wind farm operator with at least one day's notice or as soon as possible about the expected time, scope and duration of the power feed-in reduction, unless the application of the feed-in management becomes necessary due to an unforeseeable event. In addition the grid operator has to prove the necessity and scope of the action taken without delay (on request within four weeks). As long as the total duration of the feed-in management does not exceed 15 hours per WTGS in a calendar year, however, a notification of the wind farm operator once a year is sufficient.

The cost of the grid connection of WTGS to the point of common coupling and of the necessary equipment for metering the electricity produced by or supplied to the WTGS are borne by the WTGS operator. The cost for grid optimisation, reinforcement and expansion are borne by the grid operator.

Direct Marketing of Wind Energy

A complete revision was made concerning the possibilities of direct marketing of wind energy. Up to now, direct marketing has not played a noticeable part in comparison with the remuneration according to EEG. In 2009, less than 0.2% of the electricity generated from wind was marketed directly according to the Federal Network Agency. Buyers were mostly suppliers of green electricity who made use of the so-called „green electricity privilege“. The green electricity privilege allowed suppliers to be exempted from paying the EEG apportionment when more than 50% of the electricity supplied had been generated from renewable sources.

lich der Netzintegration. Insbesondere in den Küstenregionen treten zudem immer wieder Netzengpässe auf, weil die für den Windenergieausbau erforderlichen Maßnahmen zur Netzoptimierung bzw. -verstärkung bisher nicht realisiert wurden. Vor diesem Hintergrund werden im EEG 2012 verschiedene Regelungen für das Verfahren bei drohenden Netzüberlastungen konkretisiert.

So ist der Netzbetreiber bei zu hoher Stromeinspeisung „ausnahmsweise“ berechtigt, die angeschlossenen Windenergieanlagen herunter zu regeln, wenn andernfalls ein Netzengpass droht (sog. „Einspeisemanagement“ für WEA mit mehr als 100 kW Nennleistung). Die WEA-Betreiber müssen ihre Anlagen mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung sowie zur Abrufung der jeweiligen Ist-Einspeisung ausstatten.

Im Falle einer Reduzierung der Anlagenleistung im Rahmen des Einspeisemanagements ist der Netzbetreiber zur Zahlung einer Entschädigung verpflichtet und zwar in Höhe von 95% der entgangenen Einnahmen (zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen). Übersteigen die entgangenen Einnahmen 1% der Einnahmen eines Jahres, sind die Betreiber zu 100% zu entschädigen. Die Netzbetreiber müssen die WEA-Betreiber spätestens am Vortag, ansonsten unverzüglich über den zu erwartenden Zeitpunkt, den Umfang und die Dauer der Reduzierung der Einspeiseleistung informieren, sofern die Durchführung des Einspeisemanagements vorhersehbar ist. Darüber hinaus muss der Netzbetreiber unverzüglich (auf Verlangen innerhalb von vier Wochen) die Erforderlichkeit und den Umfang der getroffenen Maßnahmen nachweisen. Solange die Gesamtdauer des Einspeisemanagements 15 Stunden pro Anlage im Kalenderjahr nicht überschreitet, genügt es aber, den WEA-Betreiber einmal jährlich zu unterrichten.

Die Kosten des Netzanschlusses von WEA an den Verknüpfungspunkt sowie der notwendigen Messeinrichtungen zur Erfassung des gelieferten und des bezogenen Stroms hat der Anlagenbetreiber zu tragen. Die Kosten für Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Netzes trägt der Netzbetreiber.

Direktvermarktung von Windstrom

Eine umfassende Neuregelung erfolgte im Hinblick auf die Möglichkeiten zur Direktvermarktung von Windstrom. Bisher spielte die Direktvermarktung im Vergleich zur Vergütung nach EEG keine nennenswerte Rolle. 2009 wurde nach

List of Advertisers

ARTENERGY PUBLISHING, Italy	25	Herrenknecht AG, Schwanau-Allmannsweier	19
Adolf Thies, Göttingen	43	SAMTECH, Belgium	13
Ammonit, Berlin	31	SET, Klagenfurt am Wörthersee, Austria	53
Bremer Landesbank, Bremen	U2	smart dolphin, Hamburg	47
DEWI, Wilhelmshaven	9, 33, 49, 65	SunMedia Verlag, Hannover	U3
EKOPOWER, Eindhoven, The Netherlands	57	Vestas Deutschland, Husum	U4
GWU-Umwelttechnik, Erfstadt	35	Windspeed Ltd., Rhyl, UK	57
HAWE Hydraulik, München	41		

In the new EEG 2012 the previous possibilities for using the green electricity privilege will be restricted considerably. The exemption from the EEG apportionment (2011: 3.53 ct/kWh) will now be replaced by a reduction of the EEG apportionment by not more than 2 ct/kWh, provided that during eight months of a calendar year at least 50 % of the electricity is generated from renewable sources and at least 20% from the fluctuating wind or solar energy generation. Realistically, it is not to be expected that under these conditions for using the green electricity privilege direct marketing of wind power will gain importance.

A new option for the direct marketing of power generated from wind (and other renewable energies) provided by EEG 2012 is the utilisation of a „market bonus“. In this model, the remuneration will be composed of the price achieved for the wind electricity on the spot market of the energy exchange plus a „market bonus“ and a „management bonus“.

The amount of the market bonus results from the difference between EEG feed-in tariff and the actual monthly average of the market value of wind power calculated retroactively. The additionally granted management bonus covers the necessary costs for admission to the stock exchange, connection to the trading system, clearance etc. Subject to a legal regulation, the amount of the management bonus for 2012 is fixed at 1.2 ct/kWh, for 2013 at 1.0 ct/kWh and for 2014 at 0.85 ct/kWh. From 2015 the management bonus will be 0.7 ct/kWh.

Wind farm operators are allowed to change from EEG feed-in tariff to market bonus at the beginning of each month. In that case the grid operator has to be notified of the change one month ahead. Double marketing of the power generated remains prohibited also under the amended provisions of the EEG 2012.

It remains to be seen whether the market bonus model will be able to establish itself as a suitable instrument for the direct marketing of wind power and therefore as an alternative to the EEG feed-in tariff. In this connection the fact should be viewed critically that under the direct marketing concept with market bonus it is not possible to issue a certificate of origin for electricity from renewable sources. Consequently, suppliers of green electricity (as potential buyers in direct marketing) could only sell the energy from renewable energies as „grey electricity“. It is unlikely that such practice will be accepted on the green electricity market, neither by sellers nor by customers.

Angaben der Bundesnetzagentur nicht einmal 0,2% des aus Windenergie erzeugten Stroms direkt vermarktet. Abnehmer waren dabei in der Regel Ökostromanbieter, die das sog. „Grünstromprivileg“ im EEG 2009 genutzt haben. Das Grünstromprivileg befreite Stromlieferanten bisher von der Zahlung der EEG-Umlage, wenn mehr als 50% des gelieferten Stroms durch erneuerbare Energien erzeugt wurden.

Das EEG 2012 sieht eine deutliche Einschränkung der bisherigen Möglichkeiten zur Nutzung des Grünstromprivilegs vor. Die Befreiung von der EEG-Umlage (2011: 3,53 ct/kWh) wird nunmehr ersetzt durch eine Verringerung der EEG-Umlage um höchstens 2 ct/kWh. Voraussetzung ist dabei, dass in acht Monaten eines Kalenderjahres mindestens 50% des Stroms aus erneuerbaren Energien und mindestens 20% aus der fluktuierenden Windenergie- oder Solarstromerzeugung stammen. Realistisch betrachtet ist nicht zu erwarten, dass die Direktvermarktung von Windstrom bei diesen Rahmenbedingungen für die Nutzung des Grünstromprivilegs an Bedeutung gewinnen wird.

Als neue Option für die Direktvermarktung von Strom aus Windenergie (und anderen erneuerbaren Energien) sieht das EEG 2012 die Inanspruchnahme einer „Marktprämie“ vor. Bei diesem Modell setzt sich die Vergütung aus dem Erlös des Windstroms am Spotmarkt der Strombörse plus einer „Marktprämie“ und einer „Managementprämie“ zusammen.

Die Höhe der Marktprämie ergibt sich aus der Differenz zwischen EEG-Vergütung und dem rückwirkend berechneten tatsächlichen Monatsmittelwert des Marktwerts von Windstrom. Mit der zusätzlich gewährten Managementprämie werden die notwendigen Kosten für Börsenzulassung, Handelsanbindung, Abrechnung etc. berücksichtigt. Vorbehaltlich einer Rechtsverordnung wurde die Höhe der Managementprämie für 2012 mit 1,2 ct/kWh, 2013 mit 1,0 ct/kWh und 2014 mit 0,85 ct/kWh festgelegt. Ab 2015 gilt eine Managementprämie von 0,7 ct/kWh.

Anlagenbetreiber dürfen jeweils zum Beginn eines Monats zwischen EEG-Vergütung und Marktprämie wechseln. Der Netzbetreiber ist in diesem Fall einen Monat im Voraus über den Wechsel zu informieren. Unverändert ist auch nach den Bestimmungen des EEG 2012 eine Doppelvermarktung des erzeugten Stroms verboten.

Es bleibt abzuwarten, ob sich das Marktprämien-Modell in der Praxis als geeignetes Instrument für die Direktvermarktung von Windstrom und damit als Alternative zur EEG-Vergütung etablieren kann. In diesem Zusammenhang ist sicher kritisch zu betrachten, dass bei der Direktvermarktung nach dem Marktprämien-Modell kein Herkunftsnachweis für Strom aus erneuerbaren Energien ausgestellt werden kann. In der Konsequenz könnten Ökostromanbieter (als potenzielle Abnehmer bei der Direktvermarktung) den aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom somit lediglich als „Graustrom“ verkaufen. Es ist nicht zu erwarten, dass eine solche Praxis auf dem Ökostrom-Markt akzeptiert wird, weder bei den Anbietern noch bei den Kunden.