

**Stellungnahme des
Landesverbandes Erneuerbare Energien NRW
zum Thesenpapier des 3. EEG-Dialogs des
Bundesumweltministeriums
„Windenergie – der zentrale Pfeiler der Energiewende“**

Düsseldorf, 11. Februar 2013

Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V.

Corneliusstraße 18

40215 Düsseldorf

Telefon: 0211-15961395

Fax: 0211-23921272

E-Mail: info@lee-nrw.de

Ansprechpartner: Klaus Schulze Langenhorst (stv. Vorsitzender)

1. Einleitung

Das Gelingen der Energiewende in Deutschland ist oberstes Ziel - ohne die Bezahlbarkeit des Stroms zu gefährden. Hierbei möchte der Landesverband Erneuerbare Energien NRW (LEE NRW) gerne verantwortungsbewusst mitgestalten, um einen volkswirtschaftlich optimierten Ausbau der Erneuerbaren Energien zu erreichen. Eines der vorrangigsten Ziele ist es, die Berechnung der EEG-Umlage neu zu fassen und Instrumente zu entwickeln, die die Erneuerbaren Energien näher an den Markt bringen. Des Weiteren muss das alternativlose EEG weiterentwickelt werden, dabei aber weiterhin als Instrument die Absicherung der Finanzierung regenerativer Projekte gewährleisten. So sind auch lokale Bürgergemeinschaften und lokale Versorger in der Lage - mit hoher Akzeptanz vor Ort - Projekte solide finanziert umzusetzen. Mitnahmeeffekte und übermäßige Renditen gilt es auszuschließen. Bei der Weiterentwicklung des EEG erachtet der Verband es unter anderem für dringend notwendig, die derzeitige Vergütungsstruktur und Vermarktungsmechanismen für den Bereich der Windenergie zu reformieren. Bestehende Kostensenkungspotenziale innerhalb des EEG sollen ehrlich und transparent benannt und genutzt werden. Darauf aufbauend sollen Konzepte entwickelt werden, wie die Kosteneinsparungen an die Verbraucherinnen und Verbraucher weitergegeben werden können. **Bezogen auf das am 8. Februar vom Bundesumweltministerium vorgelegte Thesenpapier zum 3. EEG-Dialog „Windenergie – der zentrale Pfeiler der Energiewende“ schlägt der Verband folgende Punkte vor:**

2. Vorschläge zur volkswirtschaftlichen Optimierung des EEG im Bereich Windenergie

Vergütung für gute Standorte absenken und von Beginn an nach Referenzertragsmodell differenzieren

Um das EEG kosteneffizienter zu gestalten, muss die im heutigen Referenzertragsmodell enthaltene Stufung der Vergütung in erhöhte Anfangsvergütung und Grundvergütung abgeschafft werden. Stattdessen schlägt der LEE NRW vor, **ein standortgerechtes Vergütungsmodell einzuführen, das für 20 Jahre einen festen Vergütungssatz nach den jeweiligen Standortqualitäten definiert. Hierbei erscheint für die Vergütungssätze eine Bandbreite in Höhe von 5,x Cent / kWh (150 %-Standorte) bis 9,x Cent / kWh (70 %-Standorte) (in jedem Falle unter 10 Cent) angemessen (siehe Grafik).**



Mit der Festlegung eines solchen Vergütungskorridors würde man im Durchschnitt schon jetzt zu der Vergütungshöhe von 8 Cent / KWh gelangen, die im vorliegenden Thesenpapier zum EEG-Dialog für die Onshore-Windenergie im Zeitraum 2014-2020 angesetzt wird.

Allerdings gilt es zu beachten, dass Kreditzinsen aufgrund der langen Darlehenslaufzeiten einen erheblichen Einfluss auf die laufenden Kosten eines Windenergieprojektes haben. **Da wir uns derzeit in einem historischen Zinstief befinden, ist eine Anpassung an eventuell steigende Zinsen zwingend zu berücksichtigen.**

Durch ein einstufiges Vergütungssystem wird die Überförderung windstarker Standorte wirksam unterbunden. Bis auf einige wenige windschwächere Standorte, die weiterhin die maximale Anfangsvergütung des heutigen EEG erhalten, kann an allen anderen Standorten die Vergütung abgesenkt werden. Bei der Festlegung der Vergütungshöhen ist zwingend zu beachten, **dass an windstärkeren Standorten auch weiterhin eine höhere Rendite ermöglicht wird.** So kann vermieden werden, dass Kommunen Potentialflächen unabhängig von der Windhöffigkeit ausweisen.

Das heutige zweistufige Modell muss auch deshalb korrigiert werden, weil die zweite Vergütungsstufe faktisch nicht zur Anwendung kommt, da das Preisniveau im Grünstrommarkt bereits höher liegt und die Betreiber sich damit faktisch dem EEG-Vergütungsschema entziehen: die erste hohe Stufe können sie mitnehmen, die zweite

niedrige Stufe wird den Verbrauchern vorenthalten, weil sie unter dem Marktpreis liegt. Dies gilt für das Stauchungsmodell der Offshore-Vergütung erst recht.

Nach 5 Jahren soll analog zum bisherigen Referenzertragsmodell eine Korrektur der Einstufung in die passende Vergütungsstufe erfolgen. Dieses ist durch ein sehr einfaches standardisiertes Verfahren möglich: Beim einstufigen Referenzertragsmodell wird wie bislang das Betriebsergebnis jeder Windturbine in den ersten fünf Jahren ausgewertet, um die Qualität des Standortes zu beurteilen. Das tatsächliche Fünf-Jahres-Ergebnis wird nach üblichen gutachterlichen Methoden auf einen Parkwirkungsgrad von 100 Prozent hochgerechnet. Aus diesem errechneten Ertrag wird mittels einer Vergütungstabelle dann die Vergütung pro kWh für eine 20-jährige Betriebszeit der Windturbine bestimmt. Die Bandbreite der Vergütung pro kWh beträgt zum Beispiel 5,x Cent am 150-Prozent-Standort bis 9,x Cent am 70-Prozent-Standort. Die Vergütung in den ersten fünf Betriebsjahren wird nach der gleichen Tabelle ermittelt. Maßgebend dafür ist das Ertragsgutachten für den Standort. Der Betreiber weist nach fünf Jahren wie bisher den Standortertrag nach. Zuviel erhaltene Vergütung für diese Betriebszeit muss er zurückerstatten zuzüglich eines Zinsaufschlags von zwei Prozent über dem EZB-Leitzins. Nachforderungen kann er geltend machen mit einem Zinsaufschlag in Höhe des EZB-Leitzinses. Dadurch wird von Anfang dafür sorgt, dass ein Bemühen um die Einordnung in die richtige Vergütungsstufe erfolgt und keine Fehlanreize für „Gefälligkeitswindgutachten“ entstehen. **In der neuen Vergütungsstruktur ist ebenfalls zu beachten, dass bei der Berechnung der Vergütungshöhe Parkwirkungsgrade unter 90% nicht gefördert werden.** Sollte der durchschnittliche Parkwirkungsgrad eines geplanten Windparks einen geringeren Wert aufweisen, hat der Betreiber maximal einen Anspruch auf Anrechnung von 10% Wirkungsgradverlust.

Ein Beibehalten der aktuellen Vergütungssätze und eine alleinige Erhöhung der Vergütung für schlechtere Standorte (Stichwort „Binnenlandbonus“) ist dagegen eindeutig abzulehnen, da dies in der aktuellen Kostendebatte einer weiteren Zusatzbelastung auf die Umlage gleichkäme und dem Ansinnen einer kosteneffizienteren Umsetzung der Energiewende entgegenstehen würde. **Ferner werden aktuell auf dem Markt Windenergiestandorte mit teilweise deutlich über 10% der jährlichen Vergütungserlöse angepachtet – ein Umstand, der klar auf eine Überhitzung des Marktes hindeutet.** Besonders vor diesem Hintergrund ist eine Anpassung der Vergütungsstrukturen unumgänglich.

Mit dem standortgerechten Vergütungsmodell kommuniziert die Branche offen die derzeit vorhandenen Kostensenkungspotentiale bei der Erzeugung von Windstrom. Vor dem Hintergrund der am 28. Januar 2013 vorgestellten Pläne von Bundesumweltminister Peter Altmaier zur Deckelung der EEG-Umlage gilt es anzumerken, **dass bei Einführung des dargestellte standortgerechten Vergütungsmodells allein im Bereich der Windenergie ein Einsparvolumen von jährlich ca. 600 Mio. € - bis zum Jahre 2022 auf über 1 Mrd €/a ansteigend - zu erzielen wäre.** Zum Vergleich. Die Pläne von Herrn Altmaier zeigen trotz deutlich weiterreichender Änderungen und Eingriffe (Stichwort „EEG-Soli“, „mögliche zeitliche Verzögerung der Vergütungszahlung“) samt der damit verbundenen Planungs- und Investitionsunsicherheit bei Weitem nicht dieses Einsparpotential.

Abschaffung des SDL-Bonus – Überprüfung des Repoweringbonus

Für eine kosteneffiziente Umsetzung der Energiewende ist es dringend notwendig, die Komplexität des EEG zu verringern. Durch die Schaffung von immer neuen Boni im Bereich Windenergie ist das Gesetz unnötig unübersichtlich geworden. Bereits jetzt lässt sich sagen, dass der SDL-Bonus seinen Zweck erfüllt hat und mittlerweile die Dienstleistung dem aktuellen Stand der Technik entspricht. Der Landesverband Erneuerbare Energien NRW unterstützt daher die Forderung im Thesenpapier, den SDL-Bonus abzuschaffen. Beim Repoweringbonus sieht der Verband die Umstände etwas differenzierter. Grundsätzlich hilft dieser in einigen Bereichen den Abbau von Altanlagen zu fördern. Allerdings gibt es Mängel in der Ausgestaltung des jetzigen Repoweringbonus, weswegen dieser mit dem Ziel Mitnahmeeffekte auszuschließen modifiziert werden sollte.

Anpassung der Förderung von Offshore-Windstrom

Der vorgeschlagene Wegfall der Stufung in Anfangs- und Grundvergütung soll analog auch für Offshore-Windstrom gelten. Dabei soll der Strom aus Anlagen von Nord- und Ostsee künftig nicht höher vergütet werden, als die Alternative an Land. Heute bereits begonnene Investitionen (verbindliche Kaufverträge von Windenergieanlagen) genießen Vertrauensschutz. Auch bei gleichhoher Vergütung zu Onshore-Anlagen würden Offshore-Projekte aufgrund des kostenfreien Netzzugangs weiterhin besser vergütet. In diesem Zusammenhang gilt es festzuhalten, dass bei der Einführung des EEG im Jahr 2000 immer davon ausgegangen wurde, dass perspektivisch die Erzeugung von Windstrom in Nord- und Ostsee die kostengünstigste regenerative Energiequelle darstellt. Heute muss konstatiert werden: Selbst wenn bei der Offshore-Technologie die im vorliegenden Thesenpapier zum EEG-Dialog

genannten 40 % Gesamteinsparungen in den nächsten Jahren wirklich erreicht werden sollten, läge die Vergütung für Windenergie Offshore immer noch deutlich oberhalb der für die Windenergienutzung an Land.

Wie bereits oben angeführt, verfehlt das für die Offshore-Windenergie eingeführte Stauchungsmodell in der Praxis das Ziel, über die Gesamtlaufzeit der Windenergieanlage betrachtet kostengünstigen Windstrom anzubieten: Im Falle der Absenkung in die zweite Vergütungsstufe werden die Windparkbetreiber nämlich außerhalb des EEG vermarkten, wodurch dem Stromverbraucher der „Genuss“ einer dann deutlich günstigeren Stromproduktion vorenthalten bleibt. Bisher wurde es als Alleinstellungsmerkmal von Offshore betrachtet, dass dort über 4.000 Volllaststunden erreicht werden. Mit neuen Onshore-Turbinen für Schwachwindstandorte lassen sich künftig auch im Binnenland solche Volllaststundenzahlen erreichen. Dabei ist das Windpotenzial im Binnenland mehr als ausreichend.

Abschaffung der Marktprämie – Einführung einer 100 %-Grünstromoption

Die Umstellung der Direktvermarktungsregeln mit der vergangenen EEG-Novelle hat die Vermarktung von regenerativem Strom zu Festpreisen erschwert bzw. für die Zukunft nahezu ausgeschlossen. Das nun eingeführte Marktprämienmodell führt für die Verbraucherinnen und Verbraucher zu erheblichen Mehrkosten im dreistelligen Millionenbereich pro Jahr. Aufgrund des mit der Portfoliogröße nicht proportional steigenden Vermarktungsaufwands generieren Unternehmen aus der Managementprämie erhebliche Mitnahmeeffekte. Der entscheidende Nachteil des Marktprämienmodells liegt in den niedrigen systemischen Anforderungen an die Anlagenbetreiber, bzw. Stromhändler. So können diese willkürlich Portfolien zusammenstellen und mit beliebigen Mengen Graustrom kombinieren. In diesem Modell ist es nicht notwendig, eine besondere Leistung zur Integration der erneuerbaren Energien in das Gesamtsystem zu erbringen.

Die Marktprämie muss daher zeitlich lückenlos von einem funktionierenden Grünstrommodell zur Stärkung der regionalen Direktvermarktung von EE-Stromprodukten abgelöst werden, um einen wirklichen Ausstiegsanreiz aus dem Vergütungsmodell des EEG zu entwickeln. Gerade gute Windstandorte, die künftig nach den Grundsätzen eines standortgerechten Vergütungsmodells (siehe oben) einen relativ niedrigen Vergütungssatz erhalten, wird so eine lukrative Alternative geboten. Die Dezentralität in der Erzeugung wird auf diese Weise folgerichtig zu einer dezentralen Vermarktung weiterentwickelt. Dies führt dazu,

dass sich die Funktion des EEG schrittweise auf die eines Instruments zur Absicherung der Finanzierung von Projekten reduziert.

Bekanntnis zum Grundsatz „Verwenden statt Abschalten“

Die Branche steht in der Verantwortung, Alternativen zur vollständigen Kompensation der entgangenen Einspeisevergütung für nicht genutzte Kilowattstunden Windstrom zu erarbeiten. Das Stichwort hier lautet „Einspeisemanagement“. **Ziel sollte es auf Seiten der Netzbetreiber sein, Anreize zur Beseitigung von Netzengpässen zu schaffen. Andererseits werden so auch die Anlagenbetreiber motiviert, den Aufwand der Systemintegration zu verringern.**

Beispiele für Einspeisemanagement, das dem Grundsatz „Verwenden statt Abschalten“ folgt sind:

- Die Organisation von Potenzialen zum Demand-Side-Management.
- Die Verlagerung von Einspeisespitzen in andere Verbrauchssektoren (power-to-heat, u.ä.).
- Die Erschließung effizienter Speicherlösungen.
- Die Auslegung der Anlage mit geringerer Generatorleistung.

Perspektivisch sind die Umlagefähigkeit der Entschädigungszahlungen auf die Netzentgelte zu begrenzen und geeignete Anreize für die Anlagenbetreiber zu entwickeln. Grundsätzlich sollte gelten: „Verwenden vor Speichern“ und „Speichern vor Abschalten“ – also eine Priorisierung der günstigsten Variante. Gleichzeitig sollte bei den Entschädigungszahlungen auch ein Anreiz für die Netzbetreiber entstehen, den Netzengpass zu heilen. Dieser Anreiz könnte dadurch verstärkt werden, dass die Umlagefähigkeit der Entschädigungszahlungen auf die Netzentgelte degressiv ausgestaltet wird. Damit würde späteres Einspeisemanagement zu Lasten der Netzbetreiberrendite gehen. Umgekehrt wäre so seitens der Windanlagenbetreiber auch eine stärkere Ausrichtung an die Netzsituation zu akzeptieren.

Ungeachtet der verschiedenen Möglichkeiten des Einspeisemanagements ist darauf hinzuweisen, dass das oben dargestellte standortgerechte Vergütungsmodell dazu beiträgt, verstärkt Anlagen in Regionen zuzubauen, in denen derzeit noch keine Probleme hinsichtlich der Netzbelastung vorliegen. Besonders vor dem Hintergrund einer unterschiedlicher Windverteilung auf ganz Deutschland, der Erreichung von hohen Volllaststundenzahlen mit modernen

Binnenlandanlagen auf hohen Nabenhöhen und der geringeren Notwendigkeit des Netzausbaus ist es volkswirtschaftlich betrachtet sehr sinnvoll auch windschwächere Binnenlandstandorte zu fördern. Hierbei möchten wir keineswegs die 70 %-Standorte als feste Förderungsgrenze verstehen, sondern die Grenze nur auf die Vergütungshöhe bezogen wissen. So können auch weiterhin schlechtere Windstandorte, die günstige Rahmenbedingungen (z.B. leichter Netzanschluss) aufweisen, bebaut werden.

Vor dem Hintergrund von begrenzten Netzkapazitäten und aufwendigeren Netzstabilisierungs-Maßnahmen sollten im künftigen EEG beim Zubau der Windenergie die Anlagenkonzepte stärker im Focus stehen. So können gerade die für Binnenlandstandorte optimierten Anlagen mit großen Rotordurchmessern (113-117m) und relativ geringen Generatorleistungen, zwischen 2,5 und 3 Megawatt– gleichzeitig aber hohen Volllaststundenzahlen (4000 Volllaststunden an mittleren onshore-Standorten) - einen Beitrag dazu leisten, höhere Netzbelastungen, die durch Anlagen deutlich höherer Megawatt-Klassen entstünden, zu vermeiden. (Gleichzeitig bleiben die Netzkapazitäten frei, um weitere erneuerbare Einspeiseleistungen zu installieren.)

Überarbeitung des Ausgleichsmechanismus

Mit dem Ziel, die Umlage auf das notwendige Maß zu begrenzen, gilt es aus unserer Sicht den Ausgleichsmechanismus anzupassen. Hierzu soll neben der Überprüfung aller Befreiungen von der Umlagezahlung sowie dem Wegfall der jüngst eingeführten Offshore-Netzanbindungshaftung **die Rückkehr zu einer physischen Wälzung ohne die früher enthaltenen Überkomplexitäten im Mittelpunkt stehen**. Dabei erscheint das aktuell von Prof. Dr. Uwe Leprich (IZESg Saarbrücken) vorgeschlagene Modell der Profilwälzung zielführend zu sein. Insbesondere eröffnet es einen Wettbewerb um die bessere Systemintegration von Erneuerbaren Energien, da die Stromhändler nicht die Differenzkosten der EEG-Vergütung zu EEX-Preisen einfach akzeptieren und an die Kunden weiterbelasten müssen, sondern den EE-Strom abnehmen und so in ihr Portfolio integrieren, dass sie daraus Wettbewerbsvorteile am Strommarkt erzielen können.

3. Abschließend: Ein klares „Nein“ zu einem flacheren Ausbaupfad

Abschließend gilt es hinsichtlich des im Thesenpapier für die Onshore-Windenergie anvisierten flacheren Ausbaupfads klarzustellen, dass die „historischen Kosten“ des

EEG, also die künftig anfallenden Kosten vom Jahr 2000 bis heute durch Korrekturen am weiteren Ausbaupfad der Windenergie nicht wieder einzufangen sind. Diese Kosten resultieren zum großen Teil aus der verspäteten Reaktion auf die PV-Dynamik. Es kommt jetzt darauf an, solche Fehler nicht zu wiederholen und das EEG konsequenter auf Kosteneffizienz auszurichten. Die in dieser Stellungnahme genannten Punkte können hierzu einen erheblichen Beitrag leisten. Dagegen wäre es geradezu absurd, die Onshore-Windenergie als kostengünstigste EE-Stromquelle jetzt zu drosseln, nachdem die Stromverbraucher die Finanzierung der dafür notwendigen Technologieentwicklung über die EEG-Umlage so erfolgreich auf den Weg gebracht haben, dass Windstrom aus neuen Anlagen kostengünstiger ist, als aus allen anderen Kraftwerksneubauten. Gerade, wenn künftig konsequent dem Grundsatz „Verwenden vor Abschalten“ gefolgt wird, gibt es künftig kein Argument, den Windenergieausbau in Deutschland verlangsamen zu wollen.