



Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt
und ländliche Räume | Postfach 71 51 | 24171 Kiel

Der Minister

An den
Vorsitzenden des
Wirtschaftsausschusses
Herrn Christopher Vogt (MdL)
Landeshaus
24105 Kiel

Ihr Zeichen: /
Ihre Nachricht vom: /
Mein Zeichen: /
Meine Nachricht vom: /

An den
Vorsitzenden des
Umwelt- und Agrarausschusses
Herrn Hauke Göttsch (MdL)
Landeshaus
24105 Kiel

21. Januar 2014

Reform des Erneuerbare Energien Gesetz

Sehr geehrter Herr Vorsitzender,

die Energiewende im Stromsektor ist ein iterativer Prozess über mehrere Jahrzehnte. Es ist wichtig auf diesem Weg das System kontinuierlich weiterzuentwickeln.

Mit der anstehenden Reform des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) endet die Phase der Systemeinführung. Eine Anpassung und Neuordnung steht nun an. Das EEG bleibt dabei weiterhin als Finanzierungsinstrument erforderlich. Dies schließt nicht aus, dass es hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung z.B. bei den Vergütungssätzen weiter angepasst werden muss, auch um Antworten auf die Kostensteigerung zu geben.

Im ausgehandelten Koalitionsvertrag von CDU/CSU und SPD heißt es:

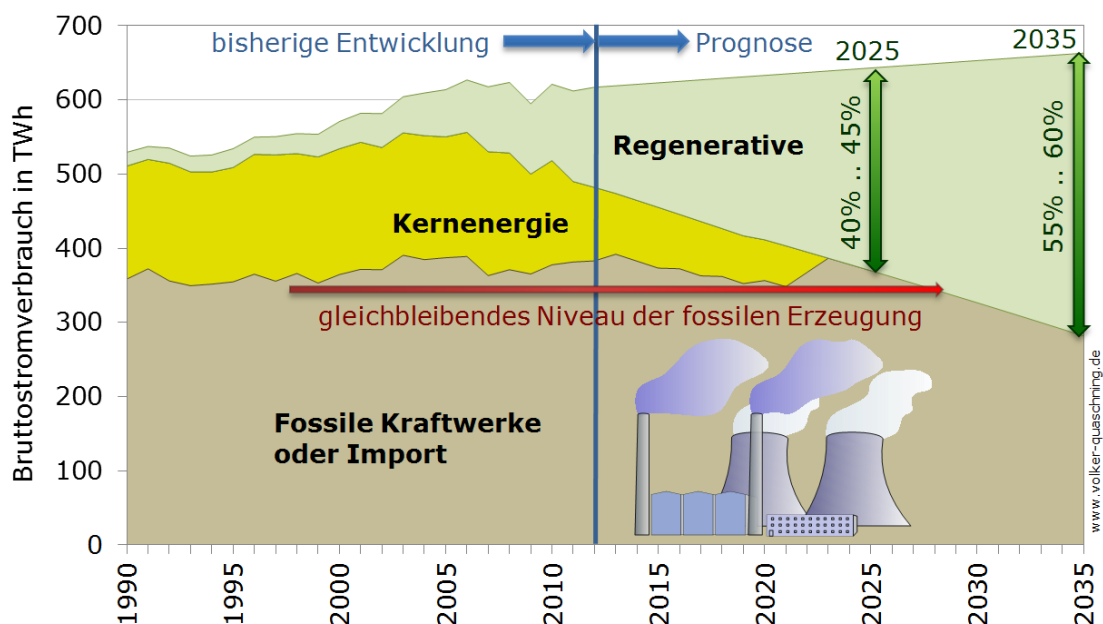
„Der weitere Ausbau der EE erfolgt in einem gesetzlich festgelegten Ausbaukorridor: 40 bis 45 Prozent im Jahre 2025, 55 bis 60 Prozent im Jahr 2035. Jährlich wird der Fortgang des Ausbaus im Hinblick auf Zielerreichung, Netzausbau und Bezahlbarkeit überprüft (Monitoring).“

Diese Vorgaben des Koalitionsvertrags auf Bundesebene haben in Kombination mit Festlegungen der Rahmenseetzungen für Kohlekraftwerke sowie für Wind Offshore und Photovoltaik mehrere Folgen für Energiewende und Klimaschutz:

1. Der gedeckelte Zubau für die Erneuerbaren Energien (EE) ist so gering, dass die zusätzliche Stromerzeugung nicht einmal den bis Ende 2022 wegfallenden Atomstrom ersetzen kann.
2. Die CO₂-Emissionen des Stromsektors werden im nächsten Jahrzehnt steigen oder zumindest nicht signifikant sinken. Auch im Effizienzbereich ist Stillstand zu erwarten, so dass weder beim Energiemix noch bei Energieeinsparung die erforderlichen Impulse zur CO₂-Minderung gesetzt werden. Das nationale Klimaschutzziel der Minderung der THG-Emissionen um 40% bis 2020 gegenüber 1990 wird so mit großer Wahrscheinlichkeit verfehlt.
3. Die Deckelung durch den Ausbaukorridor wird ausgerechnet Wind an Land als kostengünstigste Energie überproportional treffen. Der Ausbau wird unnötig teuer und zudem werden erhebliche Unsicherheiten geschaffen.
Wind an Land kann nach den Vorgaben des Koalitionsvertrags in den nächsten Jahren in einem wahrscheinlichen, mittleren Szenario nur noch um 0,5-1 GW pro Jahr zusätzlich ausgebaut werden. Dies ergibt sich aus dem im Koalitionsvertrag vorgesehenen Ausbaukorridor in Verbindung mit den Ausbauzielen für Wind Offshore (auf 6,5 GW bis 2020 und 15 GW bis 2030) und PV (um rund 3 GW/a).¹ Realisiert wurden in den letzten Jahren bei Wind Onshore 2-3 GW pro Jahr. Notwendig für eine kostengünstige Energiewende im Stromsektor ist ein Nettozubau von mindestens 3 GW/a.¹ Wenn Neuanlagen hohe Volllaststunden erreichen und Wind Offshore, PV und Biomasse stark ausgebaut werden, kann der für Wind Onshore mögliche Ausbau bei Einhaltung des Ausbaukorridors auch noch geringer werden. Nicht nur der geringe Anteil der kostengünstigen Wind Onshore ist kontraproduktiv, sondern auch das Abhängigmachen des Ausbaupfades von den Ergebnissen bei den anderen EE.
4. Der Ausbaukorridor droht den Prozess der Netzausbauplanung zu chaotisieren. Die bisherige Netzplanung für 2024 war mit einem EE-Stromanteil von ca. 50 Prozent verbunden. Das im Koalitionsvertrag vorgesehene Ausbauszenario (40 bis 45 % für 2025) bleibt klar hinter dem von der Bundesnetzagentur im August 2013 genehmigten Ausbauszenarios zurück. Wenn die Netzbetreiber jetzt noch einmal komplett neu rechnen müssen, droht sich der ohnehin überfällige Netzausbau weiter zu verzögern.

Die folgende Graphik von Prof. Quaschnig visualisiert, dass dieser Ausbaukorridor dazu führt, dass die konventionelle Energieerzeugung bis weit in die 2020er Jahre gleich hoch bleibt und keine erhebliche CO₂-Minderung stattfindet.

¹ Hinzu kommt der in den nächsten Jahren verstärkt erforderliche Ersatz von Bestandsanlagen. 2005 waren in D 18,4 GW Wind Onshore installiert. Bis 2025 gehen diese aus dem EEG und ganz überwiegend auch aus der Stromerzeugung. Verteilt auf 11 Jahre (2015 – 2025) sind durchschnittlich 1,7 GW Ersatzinvestition Wind Onshore p.a. erforderlich.



Die EE treten nun in eine Phase der Systemdurchdringung ein. In dieser Phase wird es darum gehen, zügig und preiswert erneuerbare Erzeugungsleistung zuzubauen. Dieser Zubau sollte über den Preis, nicht über die Menge gesteuert werden.

Eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende erfordert eine Anpassung des EEG. Es gilt jetzt die Eckpunkt dafür festzulegen. In der Anlage übersende ich Ihnen meine Vorschläge für eine Reform des EEG, welche ich auch gerne in einer Ausschusssitzung vorstelle.

Mit freundlichen Grüßen

gez. Dr. Robert Habeck

Anlage



Vorschläge des MELUR für eine Reform des EEG

Dank des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ist die Energiewende im Stromsektor in den vergangenen Jahren gut vorangekommen. Mit einem Anteil von mittlerweile rund einem Viertel an der Stromversorgung stellen Erneuerbare Energien eine unverzichtbare Säule der Energiewende dar. Denn Deutschland strebt nach einer Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien. Auch die Bereiche Verkehr und Wärme werden dann deutlich stärker über Strom versorgt werden, weshalb der erneuerbaren Stromerzeugung eine besondere Rolle zukommt.

Nun gilt es, die Rahmensetzungen so weiter zu entwickeln, dass die in § 1 des EEG formulierten Mindestausbauziele durch ambitionierte bundesweite und landesspezifische Schwerpunktsetzungen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien noch übertroffen werden und eine kosteneffiziente und rasche Umsetzung der Energiewende ermöglicht wird. Wesentliche Aspekte sind u.a. Anreize für eine systemunterstützende Auslegung von Neuanlagen und die Kosteneffizienz des Ausbaus. Für die zukünftigen Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien ist ein kostenoptimierter Mix der Technologien entscheidend.

Notwendig sind somit eine Begrenzung der Kosten und gleichzeitig ein ambitionierter weiterer Ausbau der Erneuerbaren Energien, um die Klimaschutzziele und die Unabhängigkeit von Energieimporten zu erreichen. Um trotz Zubau die Kosten des weiteren Ausbaus zu senken, sind ein hoher Anteil der kostengünstigen EE und ein mengengesteuerter Ausbau der teuren Technologien erforderlich. Dies umfasst folgende Eckpunkte:

- Technologiedifferenzierte Förderung ist weiterhin sinnvoll.
- Bürgerwindparks müssen möglich sein, deshalb kein Wechsel zum Ausschreibungsmodell.
- Kostenreduktion, keine Mengenreduzierung: Insbesondere Wind an Land sollte ohne Deckelung bundesweit weiter ausgebaut werden.
- Höchstvergütung im EEG als mögliche Lösung.
- Marktmechanismen sind kein Selbstzweck.
- Großräumiger Netzausbau ist die wichtigste Maßnahme, dabei muss der Netzausbau dem Ausbau der EE folgen, nicht umgekehrt.
- Härtefallregelungen für Anlagenbetreiber in einem Gebiet mit Netzengpass, sonst abgeregelten Strom nutzbar machen.
- Sozialgerechte Verteilung der Mehrkosten – Ausnahmen von der EEG-Umlage zurückfahren.



Gliederung

I. Grundsätze	4
II. Operationalisierung	5
A. Änderungsbedarf bei den einzelnen Sparten	5
▪ Höchstvergütung im EEG einführen:.....	5
▪ Wind Onshore	5
▪ Windenergie Offshore	6
▪ Photovoltaik	7
▪ Biomasse	7
B. Spartenunabhängige Reformvorschläge im EEG.....	8
▪ „Besondere Ausgleichsregelung“ reduzieren	8
▪ Eigenstromverbrauch in die EEG-Umlage einbeziehen.	8
▪ Eigenstromverbrauch von konventionellen Kraftwerken einbeziehen	8
▪ Kostenbeteiligung Entschädigungszahlung.....	9
▪ Merit-Order-Effekt in der EEG-Umlage ausweisen - Internalisierung prüfen.....	9
▪ Anreize für Stromsystemdienstleistungen schaffen	10
▪ Marktprämie	10
III. Reformvorschläge außerhalb des EEG	10
▪ Öffnung des Terminmarktes für Erneuerbare Energien	10
▪ Stärkere Öffnung des Regelleistungsmarktes	10
▪ Reihenfolge der Abregelung neu ausrichten	11
▪ Abschalten von Lasten.....	11
▪ Ausnahmen bei den Netzentgelten für große Energieerzeuger limitieren	11
▪ Strommarkt	11
▪ Speicher müssen das Gesamtsystem stützen	11
▪ Internalisierung von externen Kosten durch Stärkung des Emissionshandels und flankierend CO ₂ -Mindestpreis oder -Besteuerung	12
▪ Masterplan zur Herausnahme von konventionellen Kapazitäten aus dem Netz.....	12
▪ Kapazitätsmechanismen nur zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit	13



- Rahmensetzung der Europäischen Klima- und Energiepolitik
konkretisieren..... 13



I. Grundsätze

- Das EEG bleibt auch zukünftig Leitinstrument der Energiewende im Stromsektor. Allerdings ist das EEG auf den Kern, nämlich den Ausbau der Erneuerbaren Energien, zu konzentrieren.
- Sonderregelungen und Ausnahmen, die einen Anstieg der EEG-Umlage bewirken, müssen deutlich reduziert werden, damit nicht nur private Haushalte und nicht privilegierte Unternehmen die Kosten der Energiewende im Stromsektor tragen.
- Der Einspeisevorrang für Erneuerbare Energien im Stromnetz bleibt bestehen.
- Langfristige Planungssicherheit ist nötig, wozu auch der Bestandsschutz für Altanlagen gehört.
- Die Kosten – nicht der Mengenzuwachs – des Stroms aus Erneuerbaren Energien sollen gesenkt werden. Tragende Säulen sind die preiswertesten Erneuerbaren Energieträger, also vor allem Wind an Land.
- Eine technologiedifferenzierte Förderung ist weiterhin sinnvoll zur Vermeidung von Mitnahmeeffekten und zur weiteren Technologieentwicklung
- Das Stromversorgungssystem und der Strommarkt müssen sich an der wetterabhängigen Stromproduktion von Windkraft- und Solaranlagen ausrichten. Eine EEG-Reform wird daher eine Reform des EnWG nach sich ziehen müssen.¹
- Der Ausbau der Netze muss dem kosteneffizienten Ausbau der Erneuerbaren Energien folgen, nicht andersherum.
- Systemintegration für regenerativen Strom muss belohnt werden.

¹ D.h., fossile Energien haben nur noch eine „dienende“, ergänzende Funktion und Erneuerbare Energien müssen Systemdienstleistungen erfüllen.



II. Operationalisierung

A. Änderungsbedarf bei den einzelnen Sparten

▪ Höchstvergütung im EEG einführen:

Eine Möglichkeit, das EEG fit für die Zukunft zu machen, ist die Höchstvergütung: Bei allen Stromerzeugungstechnologien, die mit den volkswirtschaftlichen Kosten der Stromerzeugung aus konventionellen Energien von ca. 12 Ct/kWh auskommen, erfolgt keine Mengenbegrenzung. Dies betrifft derzeit vor allem Wind an Land. Hier wird weiterhin auf die Prinzipien des bestehenden

EEG gesetzt (Festvergütung, Einspeisevorrang) und es erfolgt keine Mengenbegrenzung. Bei Technologien, die über die gesamte Laufzeit teurer als 12 Ct/kWh sind, greifen Mechanismen der Mengensteuerung.

▪ Wind Onshore

Gerade um die Kosten im Griff zu behalten ist es zentral, die Sparten unterschiedlich zu behandeln. Denn sonst gibt es bei den kostengünstigen Technologien unweigerlich Mitnahmegewinne. Aber um Kosten zu senken, muss der Beitrag der kostengünstigsten Technologien gesteigert werden. Das ist vor allem Wind an Land. Eine Mengenbegrenzung für Wind an Land wäre daher kontraproduktiv. Die Vergütung an windreichen Standorten kann aber erheblich gesenkt werden. Dabei sollen wirtschaftliche Anreize sicherstellen, dass weiterhin windreiche Standorte vorrangig erschlossen werden.

Zentral ist für Schleswig-Holstein der weitere Ausbau des Erfolgsmodells „Bürgerwindpark“. So können die Menschen vor Ort an der Energiewende teilhaben und die Akzeptanz der Windparks wird entscheidend erhöht. Diese Beteiligung vieler Bürger wollen wir fördern. Gerade für dieses Modell ist aber eine verlässliche Vergütungssituation unerlässlich, da in den Einzelprojekten Risiken nur bedingt abgepuffert werden können. Ein Ausschreibungssystem wäre wohl das Ende von Bürgerwindparks, die hier nicht mit den Risikostrategien der großen Firmen konkurrieren können. Außerdem fluktuiert das jährliche Angebot an Flächen stark mit den landespolitischen Entscheidungen und eignet sich nicht für ein System mit jährlich fix gesetzten Mengen.



▪ **Windenergie Offshore**

Offshore-Windenergie ist wegen der erwarteten großen Strommengen und der relativ stetigen Erzeugung (möglich sind bis zu 5.000 Volllaststunden p.a.) ein wichtiger Baustein für die Versorgungssicherheit der Energiewende.

Offshore-Windkraft-Vorhaben sind industrielle Großprojekte mit sehr langen Planungszeiträumen, kapitalintensiver Projektierung und anspruchsvoller Netzanbindung (im Meer).

Über den gesamten Vergütungszeitraum gerechnet – ohne Stauchung – ist die Offshore Windkraft keine besonders teure Technologie. Deutliche Kostenreduzierungen können erhofft werden, wenn künftig eine standardisierte Entwicklung, Planung und Bau der Anlagen erreicht ist. Die von der Branche im Rahmen der Studie „Kostensenkungspotentiale der Offshore-Windenergie“ dargelegten Reduzierungsmöglichkeiten der Stromgestehungskosten um bis zu 32-39 % innerhalb eines Zehn-Jahreszeitraumes sollen bei der EEG-Novellierung berücksichtigt werden.

Bei Wind Offshore wird der von der Branche formulierte Ausbaukorridor von 6 - 8 GW bis 2020 angestrebt wird. Ein Ansatz der Mengensteuerung wird bei Offshore über den Offshore-Netzentwicklungsplan realisiert. Hier besteht aber noch Nachsteuerungsbedarf.

- Die von der Branche avisierten Kostensenkungen sollten ihren Niederschlag in späteren Vergütungsbedingungen finden.
- Näher zu prüfen ist eine Staffelung der Vergütungssätze je nach Zielerreichungsgrad der seitens der Bundesregierung vorgegebenen Ausbauziele (Aufteilung in mehrere Abschnitte).
- Um den Unsicherheiten im Offshore-Bereich insbesondere bei der Gewährung von Krediten zu begegnen, sollte die Zusage der Vergütung bereits zu einem früheren Zeitpunkt erfolgen. (Das heißt, die Höhe der später zu zahlenden Vergütung richtet sich nach dem zu diesem Zeitpunkt geltenden EEG – z.Zt. wäre dies das EEG 2012 – und nicht nach dem EEG, das zum Zeitpunkt der Fertigstellung / Inbetriebnahme gilt). Dies schafft langfristige Investitionssicherheit und führt zu Kostenreduzierungen, da seitens der Banken Kredite mit geringeren Risikozuschlägen vergeben werden. Die Zusage muss jedoch an strenge Regeln geknüpft werden (vertragliche Vereinbarungen über Projektfortschritt, Fertigstellungszeitpunkt etc.) und auch mit der Offshore-Netzplanung abgestimmt sein. Und es muss darauf geachtet werden, dass Kostensenkungspotentiale rechtzeitig ausgeschöpft werden.



- **Photovoltaik**

Hier sind die Kosten stark gefallen. Wichtig sind Regelungen für den Eigenverbrauch, damit die Kosten für EEG, Netze, Regelenergie und ähnliches nicht auf noch weniger Schultern verteilt werden.

- **Biomasse**

Beim vergleichsweise teuren Biogas ist der Zubau durch die letzte Reform schon deutlich zurückgegangen, so dass auch hier ein Element der Steuerung der vergüteten Strommenge ohne größere Probleme eingeführt werden kann – zumal das Problem der begrenzten Fläche hinzukommt und schon vor diesem Hintergrund ein mengenmäßig ungezügelter Zubau nicht in Frage kommt. Grundsätzlich muss die Biomasse dabei stärker unterstützt werden, künftig nicht mehr Grundlast zu liefern, sondern flexibel auf den Bedarf zu reagieren.



B. Spartenunabhängige Reformvorschläge im EEG

▪ „Besondere Ausgleichsregelung“ reduzieren

Die „Besondere Ausgleichsregelung“ (BesAR) im EEG ist zielorientiert auf wirklich energieintensive und im internationalen Wettbewerb stehende Unternehmen zu konzentrieren und daher entsprechend zu reduzieren. Außerdem sollen die so privilegierten Unternehmen die EEG-Umlage in Höhe ihres Nutzens durch den Merit-Order-Effekt zahlen.

▪ Eigenstromverbrauch in die EEG-Umlage einbeziehen.

Das Eigenstromprivileg muss deutlich eingeschränkt werden, da sich sonst immer mehr Akteure aus der solidarischen Finanzierung der Energiewende herausziehen und die Last für die verbleibenden Schultern zu schwer wird. Für fossile Neuanlagen soll es nicht mehr gewährt und für fossile Bestandsanlagen schrittweise reduziert werden.

Erneuerbare-Energien- sowie KWK-Anlagen für den Eigenverbrauch müssen sich ebenfalls beteiligen und außerdem so gesteuert werden, dass sie das Gesamtsystem stützen - nicht schwächen.

▪ Eigenstromverbrauch von konventionellen Kraftwerken einbeziehen

Würde der Eigenverbrauch der Kraftwerke (gemäß AG Energiebilanzen rund 35 TWh/Jahr) in die EEG-Umlagepflicht einbezogen, würde das den Klimaschutz unterstützen und der derzeitigen Schwäche des Emissionshandels entgegen wirken. Braun- und Steinkohlekraftwerke haben nach Angaben der AG Energiebilanzen einen durchschnittlichen Eigenstromverbrauch von rund 8 %, Gaskraftwerke von rund 3 %. Hinsichtlich der Struktur der Belastung des konventionellen Kraftwerksparks werden damit verursachergerechte und effizienzorientierte Anreize gesetzt. Dadurch würde die relative Wirtschaftlichkeit von flexiblen Kraftwerken auf Erdgasbasis steigen.

Mit einer Einbeziehung des Eigenstromverbrauchs von Kraftwerken kann zudem eine deutliche Senkung der EEG-Umlage erreicht werden. Zum einen bewirkt sie eine Verbreiterung der Bemessungsgrundlage der EEG-Umlage um mindestens 35 TWh, je nach (Teil)Umlagesatz können nicht Privilegierte um jährlich bis zu 1,8 Mrd. € (0,4 Cent/kWh) entlastet werden. Zum anderen sinkt die EEG-Umlage auch durch den Effekt, dass der Börsenstrompreis (je nach Merit Order) durch die Erhöhung der Stromgestehungskosten von konventionellen Kraftwerken leicht ansteigt.



▪ **Kostenbeteiligung Entschädigungszahlung**

Betreiber Erneuerbarer-Energien-Anlagen und Netzbetreiber werden an den Kosten für Abregelung und Entschädigung beteiligt. Anlagen könnten deutlich höher an der Abregelung beteiligt werden, bis der Deckel von 1 % der Jahresstromproduktion erreicht ist. Als Ausgleich könnten sie später länger die Vergütung beziehen, wenn sie tatsächlich Strom einspeisen. Netzbetreiber sollten zukünftig ebenfalls einen Beitrag leisten. Dieser Selbstbehalt entspricht einem in Jahresritten von 1 % bis 5 % ansteigenden Anteil an dem in ihrer Netzverantwortung entstehenden Entschädigungsbetrag durch Einspeisemanagement und soll nicht auf die Netzentgelte anrechenbar sein.

Wichtig ist in diesem Zusammenhang, dass der sonst abgeregelte Strom für Projekte wie Power to heat oder intelligente Laststeuerung nutzbar gemacht wird. Das erfordert neben Anpassungen im EEG den Verzicht auf Netzentgelte, Steuern und Abgaben für den Strom der lokal nur bei Auftreten von Netzengpässen genutzt wird.

Bei der Reihenfolge von Abschaltungen im Rahmen des Einspeisemanagements soll die Zuschaltung von Lasten stärker als Alternative genutzt werden. Näher geprüft werden sollten insbesondere technische Optionen zur alternativen Nutzung von Windstrom, der andernfalls abgeregelt würde. Dazu zählen Lastmanagement, Power to Heat, Power to Gas, Speicher sowie eine intelligente Verzahnung mit dem Verkehrssektor.

▪ **Merit-Order-Effekt in der EEG-Umlage ausweisen - Internalisierung prüfen**

Die Kosten des Ausbaus der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bilden sich in der EEG-Umlage nur sehr verzerrt ab. So bleibt beispielsweise der Umfang ihres strompreissenkenden Effekts (Merit-Order-Effekt) unberücksichtigt. Daher sollen Bundesregierung bzw. Übertragungsnetzbetreiber eine um den Merit-Order-Effekt bereinigte EEG-Umlage ermitteln und bei der Verkündung der Umlage für das Folgejahr benennen. Auch sollten Systemkosten ausgewiesen werden, die den Vergleich zu Kosten für den Neubau von fossilen Kraftwerken inklusive der externen Kosten darstellen.

Einige Institute arbeiten derzeit an Vorschlägen, den Merit-Order-Effekt zu quantifizieren und einen Mechanismus zur Umlage auf Nicht-EEG-Strom zu entwickeln, wobei ein Bonus für „flexible“ Kraftwerke vorzusehen wäre. Das Ergebnis der laufenden Forschungsarbeiten wird das MELUR evaluieren und geeignete Handlungsoptionen aufgreifen. Noch zu überprüfen sind Effekte auf die EEG-Umlage und den Marktpreis, auf Anreize zum Stromimport sowie auf den europäischen Strommarkt (u.a. Einfluss der Grenzkuppelstellen) sowie die Frage, ob dies als Staatsbeihilfe eingestuft werden könnte.



Mit der Internalisierung des Merit-Order-Effekts könnte eine europäische Allianz von Ländern mit ähnlichen Einspeisesystemen geschmiedet werden.

- **Anreize für Stromsystemdienstleistungen schaffen**

Es sollten Anreize für Stromsystemdienstleistungen wie z.B. Blindleistung, Spannungs- und Frequenzhaltung, Schwarzstartfähigkeit, Bereitstellung von Regelenergie, Reserveleistung, Verstetigung der Erzeugung bzw. Reduzierung der Volatilität (ggf. technologiedifferenziert) geschaffen werden.

- **Marktprämie**

Durch die gleitende Marktprämie sind neue Akteure am Strommarkt entstanden und wurden Bedenken der EU gegenüber dem EEG gemildert. Deshalb sollte das Modell mit degressiver Managementprämie fortgeführt werden. Da jeder Akteur auch die Möglichkeit hat, in die Festvergütung zurück zu wechseln, könnte auch für Altanlagen die Managementprämie gesenkt werden, ohne dass dies ein Eingriff in den Bestand wäre. Eine Verpflichtung zur Direktvermarktung ist nicht sinnvoll. Ein Großteil der Anlagen ist heute sowieso schon in der Direktvermarktung, so dass Reaktionen auf deutlich negative Strompreise auch heute schon gegeben sind. Die gleitende Marktprämie ist der fixen Marktprämie vorzuziehen, da sie mit geringeren Gesamtsystemkosten verbunden ist.

III. Reformvorschläge außerhalb des EEG

Neben der Reform des EEG sind weitere Reformen erforderlich.

- **Öffnung des Terminmarktes für Erneuerbare Energien**

Nicht direkt vermarkteter EEG-Strom wird an der Börse am Spotmarkt verkauft. Neben dem Spotmarkt besteht ein Terminmarkt. An diesem handeln vor allem Anbieter konventioneller Kraftwerkskapazitäten. Zum Zeitpunkt der Kontrakterfüllung haben diese die Möglichkeit eigene Kapazitäten anzubieten oder – falls preisgünstiger – tagesaktuell regenerativen Strom an der Börse zu kaufen. – Damit der preissenkende Effekt des Ausbaus Erneuerbarer Energien sich schneller auf den Terminmärkten niederschlägt, ist ein unmittelbares Angebot von regenerativem Strom an den Terminmärkten zu schaffen (Handlungsoptionen wären z.B. höhere Prognosegenauigkeit, virtuelle Kraftwerke, Absicherungsgeschäfte für Angebote von regenerativem Strom, kleinere Lose).

- **Stärkere Öffnung des Regelenergiemarktes**

Der Regelenergiemarkt muss dringend weiter für erneuerbare Erzeuger, Speicher, Lastmanagement und ähnliche Akteure geöffnet werden. So müssen weniger fossile Kraftwerke dauerhaft laufen und es werden Kapazitäten in den Stromnetzen frei.



- **Reihenfolge der Abregelung neu ausrichten**

Fossile KWK sollte gegenüber Erneuerbaren Energien vorrangig herunterge-regelt werden, um konventionellen „Must Run“ zu reduzieren.

- **Abschalten von Lasten**

Gegenüber der aktuell geltenden Verordnung über Vereinbarungen zu ab-schaltbaren Lasten müssen deutlich kleinere Abschaltleistungen als 50 Mega-watt eingebunden werden können (z.B. 5 MW analog zu den Bedingungen für Regelenergie).

- **Ausnahmen bei den Netzentgelten für große Energieerzeuger limitieren**

Es sollte der Kreis der Unternehmen, die von einer Netzentgeltreduzierung Gebrauch machen können geprüft und ggf. reduziert werden.

- **Strommarkt**

Eckpunkte einer Reform des Strommarktes stellen die Internalisierung sowohl von externen Kosten der Stromerzeugung – vor allem durch Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen – wie auch von externem Nutzen der regenerati-ven Energieträger dar. Um die sichere Versorgung zu gewährleisten, könnte langfristig ein System erforderlich sein, das den an Grenzkosten orientierten Börsenpreis ergänzt. Die auf Grenzkosten basierenden durchschnittlichen Bör-senstrompreise von 3 bis 4 Cent / kWh liegen unter den langfristigen Durch-schnittskosten sowohl von Erneuerbare Energien-Anlagen als auch von neuen konventionellen Kraftwerken. Für die fluktuierenden erneuerbaren Energien kann die Lösung auf Dauer ähnlich des Vergütungssystems des EEG sein, so lange dies wie derzeit die kostengünstigste Variante für die Stromkunden ist. Die Unterscheidung wird künftig nicht mehr in Grundlast- und Spitzenlastkraft-werke sein, sondern in wetterabhängige und regelbare Erzeuger.

- **Speicher müssen das Gesamtsystem stützen**

Für Zeiten, in denen die volatilen Energieträger Windenergie und Photovoltaik nicht ausreichend zur Verfügung stehen, sind Ausgleichs- und Reservekapazi-täten erforderlich. Im Zuge der Energiewende muss dabei mittel- bis langfristig eine Umstellung auf nicht-fossile Kapazitäten – insbesondere Speicher – erfol- gen. Die Finanzierung dieser Speicher muss außerhalb des EEG-Ausgleichs- mechanismus erfolgen, um weitere Belastungen der EEG-Umlage zu vermei- den. Soweit zur Entwicklung von Speichern finanzielle Unterstützung erforder- lich ist, muss dies im Wege der Innovationsförderung bzw. aus dem Energie- forschungsprogramm der Bundesregierung durch Zuschüsse geschehen. Um überhöhte Kosten für die Stromversorgung zu vermeiden, sollten alle Speicher so gesteuert werden, dass sie das Gesamtsystem unterstützen.



- **Internalisierung von externen Kosten durch Stärkung des Emissionshandels und flankierend CO₂-Mindestpreis oder -Besteuerung**

Beim Emissionshandel muss der Ausbau der Erneuerbaren Energien verstärkt quantitativ eingerechnet und antizipiert werden, sonst wirkt er nicht effektiv. Daher sollten die **Emissionszertifikate verknappt und somit verteuert** werden.

Solange der Emissionshandel nicht funktioniert, sollte ein **CO₂-Mindestpreis bzw. eine CO₂-Steuer in der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen** eingeführt werden, um die indirekte Subventionierung der fossilen Verstromung zu beenden und einen Beitrag zur Stabilisierung des Börsenpreises und der EEG-Umlage zu leisten. Um die spezifischen Kosten und Risiken der Atomenergie zu internalisieren und zusätzliche Wettbewerbsvorteile zu vermeiden, sollte die Kernbrennstoffsteuer analog zu CO₂-Mindestpreis bzw. CO₂-Steuer angemessen angehoben werden.

Das heißt letztlich, dass sich in der Merit-Order des Kraftwerkseinsatzes die spezifischen CO₂-Emissionen widerspiegeln müssen: nach den Erneuerbaren Energien an erster Stelle folgen Gaskraftwerke, erst danach Stein- und zuletzt Braunkohlekraftwerke.

CO₂-Orientierung der Stromsteuer

Die bestehende Stromsteuer differenziert nicht nach der Umweltschädlichkeit der Stromerzeugungstechnologien. Als Alternative zu CO₂-Mindestpreis bzw. einer CO₂-Steuer in der Stromerzeugung sollte auch eine Umwandlung der Stromsteuer in eine Primärenergiesteuer näher geprüft werden. In diesem Zusammenhang sollte die Stromerzeugung aus Kohle und Kernenergie angemessen höher und die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien den geringen externen Kosten entsprechend niedriger besteuert werden. Dieser Reformbaustein sollte integriert mit dem CO₂-Mindestpreis weiter entwickelt werden. Näher geprüft werden sollte auch die Option, gezielt den EEG-fähigen, aber außerhalb des EEG vermarkteten Strom aus Erneuerbaren Energien von der Stromsteuer zu befreien, um für die Direktvermarktung außerhalb des EEG Anreize zu setzen.

- **Masterplan zur Herausnahme von konventionellen Kapazitäten aus dem Netz**

Derzeit befinden sich noch erhebliche konventionelle Strommengen im Netz, die zu einem zeitweisen Überangebot führen. In einem bundesweiten Masterplan sollte – analog zum Fahrplan des Atomausstiegsgesetzes – dargestellt werden, wie zunächst Braun- und dann Steinkohlekapazitäten bis 2030 zurückgefahren werden. Ausgangspunkt kann die Kraftwerksliste bei der Bundesnetzagentur sein.



- **Kapazitätsmechanismen nur zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit**

Basis der künftigen Energieversorgung werden vor allem dargebotsabhängige Erneuerbaren Energien sein. Daher bedarf es langfristig eines Back up durch dargebotsunabhängige Erneuerbare Energien, Lastmanagement, Speicher, überregionale Netze und in der Übergangszeit auch konventionelle Kapazitäten. Diese konventionellen Kapazitäten haben dann nur noch die Aufgabe, im Bedarfsfall die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Zur Bereitstellung bzw. Schaffung solcher Kapazitäten bedarf es derzeit noch keines eigenen Marktes. Vielmehr ist genau zu prüfen, an welchen Standorten in welchem Maße Versorgungsengpässe auftreten können. Für diese Standorte sind langfristige, aber zeitlich begrenzte und regulierte Vereinbarungen zwischen Kraftwerksbetreibern und den für die Versorgungssicherheit zuständigen Übertragungsnetzbetreibern zu treffen.

- **Rahmensetzung der Europäischen Klima- und Energiepolitik konkretisieren²**

Die Rahmensetzung für die Klima- und Energiepolitik der Europäischen Union bis 2030 muss verbindliche CO₂-Minderungsziele sowie ambitionierte länderspezifische Ziele für den Ausbau der Erneuerbaren Energien nach 2020 umfassen. Der Beihilferahmen muss weiterhin die besonders kostengünstigen Einspeisesysteme zulassen. Dies ist kein Widerspruch zum Binnenmarkt. Schon heute wird der Strom aus erneuerbaren Energien an die Spotmärkte gebracht und auch die Regelenergiemärkte sollen weiter geöffnet werden. Andere Märkte als die energy-only-Märkte und die Regelenergiemärkte gibt es derzeit nicht für Strom. Ein erster Schritt muss das bessere Zusammenwirken der europäischen Strombörsen sein.

² Hier wird verwiesen auf den „Aufruf zur Energiewende für Europa“ der sechs grünen Energie- und Umweltministerinnen und -minister vom 13. September 2013;
http://www.umwelt.nrw.de/ministerium/presse/presse_aktuell/presse130913.php