

26. Mai 2014



## **Schriftliche Stellungnahme zum Gesetzentwurf des EEG 2014**

anlässlich der öffentlichen Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie des Deutschen Bundestages am 2. Juni 2014 in Berlin,

mit Bezug zum Themenblock 1: Ziel der EEG-Novelle / Förderziele; Sicherstellung des Ausbaus der erneuerbaren Energien / Ausbaupfade; Durchbrechen der Kostendynamik / Höhe der Einspeisetarife.

***Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik, Stuttgart  
Abt. Systemanalyse und Technikbewertung***

*Kontakt: Dr. Thomas Pregger – thomas.pregger@dlr.de*

### **Konsistenz des EEG-Entwurfs mit den kurzfristigen Zielen im Stromsektor (40-45% EE-Strom bis 2025)**

Die derzeitigen Zubaugrenzen im EEG-Entwurf für Photovoltaik (2.500 MW brutto) und Windkraft (onshore 2.500 MW netto und offshore 6.500 MW bis 2020, 15.000 MW bis 2030) gewährleisten, dass **bis 2025 ein Stromanteil von 40% an erneuerbarem Strom erreicht werden kann**, falls die Korridore voll ausgeschöpft werden. Voraussetzung ist, dass die gesetzten **Investitionsanreize** in den kommenden Jahren dies auch gewährleisten.

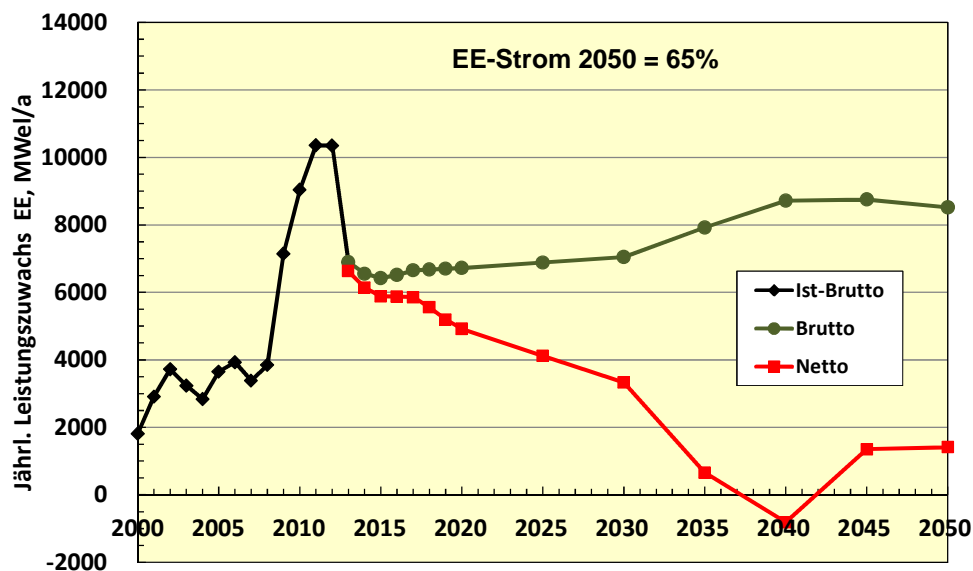
### **Konsistenz des EEG-Entwurfs mit den langfristigen Zielen im Stromsektor (> 80 % EE-Strom bis 2050)**

Um das langfristige Klimaschutzziel (-80%) und die angestrebten Anteile erneuerbarer Energien (EE-Anteil 60% bei der Endenergie und > 80 % beim Bruttostrom) im Jahr 2050 zu erreichen, muss u.a. die EE-Stromerzeugung (und damit die kumulierte Leistung) über Jahrzehnte stetig wachsen. Aus den entsprechenden Szenarien ergeben sich die dazu erforderlichen mittleren Wachstumsraten für EE-Strom zwischen 2014 und 2030 von 5,5 bis 6%/a und zwischen 2030 und 2050 von 3 bis 3,5%/a. In der sehr dynamischen Einstiegsphase zwischen 2000 und 2013 wuchs die EE-Stromerzeugung, ausgehend von einem kleinen Anfangswert, um jahresdurchschnittlich 11%/a.

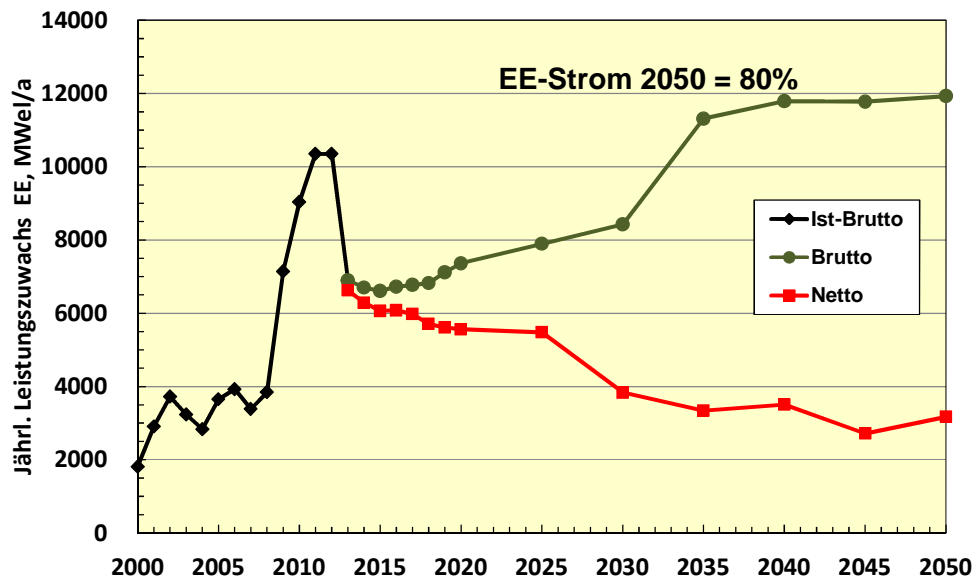
Bis heute spielte der Ersatzbedarf für bestehende Anlagen beim jährlichen Zubau noch keine wesentliche Rolle. Eine gewisse Ausnahme stellt die Windenergie Onshore dar, weil es sich durch den technologischen Fortschritt der Anlagentechnik zunehmend lohnt, ältere Anlagen vor Ablauf ihrer eigentlichen Nutzungsdauer abzubauen und durch leistungsstärkere Anlagen zu ersetzen (Repowering). Im Jahr 2013 ersetzten rund 10% der neu installierten (Brutto-)Leistung abgebaute Altanlagen. Der reine Nettozuwachs bei Wind betrug also nur 90% des Gesamtumsatzes des Jahres

2013. Der Ersatzbedarf für Altanlagen bei Wind, zunehmend aber auch für Biomasse und Photovoltaik, wird nach 2020 voraussichtlich erheblich zunehmen und nach 2030 (Ersatz der hohen Zuwächse um 2010) beträchtlich wachsen. **Um die Netto-Zuwächse stabil zu erreichen, muss längerfristig die jährlich installierte Bruttoleistung aller Anlagen zunehmen**, wenn neben dem steigenden Ersatzbedarf auch die kumulierte Leistung aller EE-Anlagen stetig wachsen soll.

Beispiel: Der (Brutto-)Zubau aller EE-Anlagen in 2013 lag bei rund 6.200 MW (während des Photovoltaik-Peaks zwischen 2010 und 2012 bei über 10.000 MW/a). Um den 80%-EE-Stromanteil in 2050 sicher zu erreichen, muss der Bruttozubau aller EE-Anlagen bis 2020 auf rund 7.500 MW/a steigen, um 2030 sollte er sich in Richtung 10.000 MW/a-Grenze bewegen und in 2050 (bei nur noch geringem Wachstum der weiteren Strommenge) wird zur Aufrechterhaltung der EE-Kapazität ein jährlicher Leistungsumsatz von rund 12.000 MW/a benötigt, der dann zu etwa 80% in den Ersatz von Altanlagen geht (s. Abb. 2). Im Umkehrschluss ergibt sich folgendes: Würden die jetzigen EEG-Zubau-Grenzwerte für längere Zeiträume festgeschrieben sein (über 2020 hinaus), käme der weitere EE-Zubau nach 2030 weitgehend zum Erliegen (s. Abb. 1). Insbesondere trifft dies die Biomasse wegen der niedrigen Zubaugrenze von 100 MW/a für alle Anlagen.



**Abbildung 1: Brutto- und Nettozubau für alle EE unter Berücksichtigung (und längerfristigen Beibehaltung) der im EEG-Gesetzentwurf vorgesehenen Zubaugrenzen (erreichter EE-Stromanteil in 2050 = 65%; 2025 = 42%; 2035 = 53%; Quelle: DLR, eigene Berechnungen, Mai 2014)**



**Abbildung 2: Brutto- und Nettozubau für alle EE, wenn ein Ausbauziel von 80% EE-Anteil am Bruttostromverbrauch in 2050 erreicht werden soll. (2025 = 50%; 2035 = 65%; Quelle DLR, eigene Berechnungen, Mai 2014)**

Für EE-Anlagen sind daher Bruttozubaugrenzen bestenfalls noch für einen kurzen Zeitraum brauchbare Anhaltswerte für den EE-Ausbau. Bei der Windenergie hat die Bundesregierung dies rechtzeitig erkannt und aus dem Brutto- einen Nettozielkorridor (2.500 MW/a) gemacht. Um diese (Netto-)Grenze aber voll auszufüllen, wird ein jährlicher Bruttozubau von rund 3.000 MW/a bis 2020 und danach steigend auf 3.200 bis 3.500 MW/a benötigt. Bei Wind ist der jetzige Nettowert prinzipiell ausreichend, das Erreichen des notwendigen Bruttozubaus (in der Größenordnung des Peak-Zubaus des Jahres 2002) erscheint aber bei den Rahmenbedingungen des jetzigen EEG (insgesamt abnehmende Vergütung; beabsichtigte Ausschreibung) unsicher.

Für Photovoltaik tritt ein deutliches Abweichen von Brutto- und Nettozubau erst nach 2025 ein; der jetzige Bruttokorridor ist also für die nächsten Jahre ausreichend, muss aber nach 2025 wieder zunehmen, um den steigenden Ersatzbedarf sicherzustellen.

## **Bedeutung der Biomassenutzung im Stromsektor – Bereitstellung erneuerbarer gesicherter Leistung**

Für Biomasse (feste, gasförmige und flüssige), deren Zubau zeitweise bei über 300 MW/a lag, stellt die vorgesehene Zubaugrenze eine Gefährdung der bisherigen Ausbaudynamik dar. In Verbindung mit den deutlichen Absenkungen der Fördersätze kann ein nur noch geringer Nettozubau erwartet werden. Aus der Altersstruktur der bis heute errichteten Anlagen kann geschlossen werden, dass die derzeit vorgesehene Bruttogrenze von 100 MW/a für alle Biomassen zusammen – sollte sie auch nach 2020 noch aufrechterhalten werden – dann nicht ausreichen dürfte, den anfallenden Ersatzbedarf von Altanlagen zu decken und damit mittelfristig sogar ein Rückgang der kumulierten Leistung stattfindet.

Dies hat deutliche Konsequenzen auf die längerfristige Ausgestaltung der Energiewende. Aus Potenzialsicht können mittels speicherbarer Biomasse mittelfristig über 12 bis 15 GW elektrische Leistung installiert und größtenteils stromgeführt betrieben werden (derzeit sind etwa 8 GW Leistung

installiert, einschl. Klärgas, Deponiegas und biogener Anteil an der Müllverbrennung). Dieser Beitrag kann eine **wichtige Rolle bei der Versorgungssicherheit bei hohen EE-Anteilen** leisten. Im Fall einer Beibehaltung der 100 MW/a-Zubaugrenze und unter Annahme einer technischen Lebensdauer von im Mittel 20 Jahren würde aber die installierte Leistung aller Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomassen bis 2030 auf rund 5 GW sinken – es würde sich also ein "Leistungsdefizit" gerade bei speicherbaren EE und regelbaren Anlagen, die **in hohem Maße gesicherte Leistung** bereitstellen können, von 7 bis 10 GW einstellen. Dies müsste einerseits durch deutlich höhere installierte Leistungen fluktuierender Stromerzeugungen mit Photovoltaik und Windkraft kompensiert und zudem leistungsseitig durch einen entsprechenden zusätzlichen Ausbau von fossilen Back-up-Kraftwerken zur Bereitstellung von gesicherter Leistung flankiert werden.

### **Bedeutung der Biomassenutzung für den Wärmesektor – Bereitstellung erneuerbarer Wärme aus KWK-Anlagen**

Eine zweite Auswirkung betrifft den EE-Wärmemarkt. Da die im EEG geförderten Biomasse-KWK-Anlagen auch erneuerbare Nutzwärme bereitstellen, **hat die 100 MW/a-Grenze auch Auswirkungen auf den zukünftigen Beitrag der EE zur Wärmeversorgung**. Derzeit stammen rund 30 TWh/a Biomassewärme (rund 22% der gesamten EE-Wärme) aus derartigen Anlagen. Unter Annahme einer Zubaugrenze von nur 100 MW/a und einer technischen Lebensdauer der Anlagen von im Mittel 20 Jahren sinkt diese Menge auf rund 10 TWh/a im Jahr 2030.

Diese Tendenz verschärft die Defizite beim Wachstum der EE im Wärmesektor, welches bereits heute weit hinter der notwendigen Dynamik (insbesondere Kollektoren) zurückbleibt. Ein gebremstes Wachstum der EE-Wärmebereitstellung wird – zusammen mit den ebenfalls kaum mehr erreichbaren Effizienzzielen für den Bruttoendenergieverbrauch – wahrscheinlich dazu führen, **dass Deutschland einen EE-Anteil am Endenergieverbrauch von 18% im Jahr 2020 nicht erreichen wird**. Aktuelle Modellrechnungen zeigen, dass unter den jetzigen Rahmenbedingungen der EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 bei rund 16% liegen dürfte (obwohl der EE-Anteil beim Strom bei rund 38% liegen kann - wenn obige Nettozubaugrenze beim Wind erreicht wird).

### **Zubaukorridor für Biomassen sollte erhöht werden**

Aus diesem Grunde sollte bei der Biomasse die jetzige Bruttogrenze geändert werden. **Die Zubaugrenze sollte statt der vorgesehenen Deckelung auf 100 MW/a brutto bei rund 300 MW/a brutto liegen**, um die vorhandenen ökologisch verträglichen Potenziale der Biomasse (siehe [1]) innerhalb des nächsten Jahrzehnts ausschöpfen zu können. Die Vergütungshöhen sollten so angepasst sein, dass dieser Korridor mit Neuinvestitionen für Biomasse-Anlagen ausgefüllt werden kann. Nur damit kann deren langfristige Rolle zur Bereitstellung erneuerbarer gesicherter Leistung und erneuerbarer Wärme aus KWK-Anlagen sichergestellt werden. Das langfristige Ziel sollte sein, Anlagen in der Größenordnung von insgesamt 12 (bis 15) GW elektrische Leistung in Form von vor allem flexibilisierten KWK-Anlagen zu realisieren. Im Jahr 2030 wäre damit eine Strommenge aus Biomasse in Höhe von rund 60 TWh/a bereitstellbar (derzeit 48 TWh/a). Die Wärmemenge aus Biomasse-KWK (ohne biogenen Müll) beläuft sich dann auf 40 TWh/a und stellt langfristig einen wichtigen Beitrag bei der EE-Wärmeversorgung dar.

## **Bedeutung der Ausbaustrategie im EEG-Entwurf für die Kostendynamik des EE-Ausbaus**

Eine wesentliche Zielsetzung des EEG 2014 ist es, den weiteren Ausbau der Energiewende durch Konzentration auf die kostengünstigen Technologien kosteneffizienter zu gestalten. Die Gestehungskosten für Strom aus EE sind in der Vergangenheit zum Teil stark gesunken, die Lernkurven versprechen weitere Kostensenkungen in der Zukunft, wodurch eine weitere Anpassung der Einspeisevergütungen sinnvoll und notwendig ist. Szenarienanalysen zeigen, dass der größte Teil der systemanalytischen Differenzkosten zu fossilen Technologien basierend auf Vollkosten bereits aufgelaufen ist, die Zahlungsverpflichtungen aus einem weiteren Ausbau aller Technologien werden voraussichtlich weitaus geringere Differenzkosten verursachen. Diese hängen zudem maßgeblich von den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Brennstoffpreise, CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise) und der Berechnungsmethodik ab (Berücksichtigung der Vollkosten aller Kraftwerke anstelle der Grenzkosten). Zudem müssen die gesamten Systemkosten zukünftiger Entwicklungen in den Blick genommen werden, es reicht nicht, eine Kostenbewertung allein auf die Gestehungskosten zu beziehen. Die EEG-Umlage ist als Indikator der volkswirtschaftlichen Kosten und des volkswirtschaftlichen Nutzens des Ausbaus der Erneuerbaren nur bedingt geeignet, nicht zuletzt wegen ihres Bezugs zum Börsenpreis, auf den sich der EE-Ausbau senkend auswirkt, sowie der Ausnahme der privilegierten Letztverbraucher. Die Begrenzung des Ausbaus der Biomasse würde sich dagegen kaum auf die Senkung der EEG-Umlage auswirken.

## **Prüfung weiterer Optionen für den Ausbau erneuerbarer gesicherter Leistung**

Mit einer alleinigen Fokussierung auf die Technologien PV und Wind kann das langfristige Ziel von mindestens 80 % Stromerzeugung aus EE nur mit hohem strukturellen Aufwand und entsprechend hohen Systemkosten erreicht werden. Eine der wesentlichen Herausforderungen der Energiewende ist, den Rückbau großer fossiler Kraftwerksleistungen durch den Zubau flexibler und zu einem möglichst großen Anteil mit EE betriebener gesicherter Leistung zu kompensieren. Neben der Biomasse sind die heimischen Potenziale für gesicherte EE-Leistung sehr begrenzt (das Geothermie-Potential wird bei max. 3 GW elektrisch gesehen, Wasserkraft hat nur ein geringes Ausbaupotenzial). Die Energiesystemmodelle zeigen, dass ein begrenzter regelbarer Stromimport bei einem moderaten bis hohen Ausbau der heimischen fluktuierenden Erzeugung signifikante positive Effekte in Form von geringeren Überschussleistungen und residualen Spitzenlasten, sowie geringeren Systemkosten im Vergleich zu einem weitgehend auf Wind und PV beruhenden Ausbau haben würde. Die Option des Solarstromimports wurde zwar im Energiekonzept 2010 verankert, es werden derzeit aber keine ernsthaften politischen Aktivitäten zur Konkretisierung durchgeführt. Das Kernkonzept adressiert den Import regelbarer, gesicherter Leistung aus solarthermischen Kraftwerken in Südeuropa und Nordafrika über Punkt-zu-Punkt HGÜ-Leitungen im begrenzten Umfang von langfristig 10 bis 13 GW. Zur Umsetzung sind konkrete Strategien und Entscheidungen auf europäischer Ebene erforderlich, die zeitnah in den politischen Handlungskatalog aufgenommen werden sollten.

## **Förderung der chemischen Speicherung von Strom**

Die chemische Speicherung von erneuerbarem Strom in Form von Wasserstoff wird zumindest bis 2030 keine Relevanz als Lastausgleichsoption im Energiesystem besitzen, da im Vergleich zu anderen Optionen Verluste und Kosten deutlich höher sind und ein Langfrist-Stromspeicher im System noch

nicht gebraucht wird. Zum Erreichen sehr hoher erneuerbarer Anteile beim Endenergieverbrauch in einer langfristigen Zukunft könnten synthetische Energieträger aus Strom jedoch den **Schlüssel für die weitgehende Integration erneuerbarer Energien in den Wärmesektor und den Verkehrssektor** darstellen. Deshalb sollte die Weiterentwicklung der Technologien zur flexibilisierten Wasserstofferzeugung und anschließenden Herstellung von gasförmigen und flüssigen Kraft- und Brennstoffen vorangetrieben werden. Für den Durchbruch einer Nutzung synthetischer Kraftstoffe im Verkehr ist auch eine zeitnahe Markteinführung von entsprechender Infrastruktur und Fahrzeugtechnologie wichtig, damit Lernkurveneffekte eintreten können. Ein sinnvoller Weg dazu wäre, den Begriff „Speichergas“ im EEG in der Definition weiter zu fassen und auf die Erzeugung und Nutzung im Verkehrssektor sowie als weiteres Einsatzfeld für die Industrie zu erweitern.

### Weiterführende Studien

[1] DLR/IWES/IfNE (2012) Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht BMU - FKZ 03MAP146 im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. [http://www.erneuerbare-energien.de/erneuerbare\\_energien/doc/48514.php](http://www.erneuerbare-energien.de/erneuerbare_energien/doc/48514.php)

[2] Nitsch, J. und Pregger, T. (2013) Kostenbilanz des Ausbaus erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung bei unterschiedlichen Preisbildungen am Strommarkt. Hrsg. DIW Berlin, Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung 3.2013, ISBN: 978-3-428-14295-8

[3] Nitsch, J. (2014) Energiewende – Quo vadis? Erschienen in: „Das Gemeinschaftswerk Energiewende – Von der Vision zum Generationenprojekt“, Hrsg.: Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND) und Vereinigung Deutscher Wissenschaftler (VDW), Oekom-Verlag, März 2014. [http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische\\_Papiere\\_anderer/14.02.Energiewende\\_Nitsch/14.02\\_Energiewende-Quo-vadis\\_Nitsch.pdf](http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_anderer/14.02.Energiewende_Nitsch/14.02_Energiewende-Quo-vadis_Nitsch.pdf)

[4] Trieb, F. (2014) Integration erneuerbarer Energiequellen bei hohen Anteilen an der Stromversorgung, Fachzeitschrift Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63, Heft 7 (2013) 28–32 [http://www.et-energie-online.de/Portals/0/PDF/artikel\\_2013\\_07\\_triieb.pdf](http://www.et-energie-online.de/Portals/0/PDF/artikel_2013_07_triieb.pdf)