

Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts vom 08.04.2014

1. Systemintegration durch Power-to-Gas-Technologien

Power-to-Gas, genau genommen die Umwandlung erneuerbarer Energie in Wasserstoff als Energieträger für Mobilität und Wärme, ist der wichtigste nächste Schritt der Energiewende. Diese Technologie eröffnet in energiewirtschaftlich relevantem Umfang die Möglichkeit, aus der Fluktuation erneuerbarer Energien einen speicherbaren Energieträger zu gewinnen anstatt damit die Netze und Verbraucher zu belasten.

Der aktuelle Rechtsrahmen erlaubt derzeit keinen wirtschaftlichen Betrieb von Power-to-Gas Systemen, unabhängig vom Verwendungspfad. Um die Vorteile von Power-to-Gas zu erschließen, ist es unbedingt erforderlich, geeignete regulatorische Rahmenbedingungen für die wirtschaftliche Umsetzbarkeit von Power-to-Gas-Projekten zu schaffen. ENERTRAG teilt die Einschätzung der zuständigen Ausschüsse des Bundesrates (BR-Drs. 157/1/14), dass systemintegrative gesetzliche Rahmenbedingungen zudem eine Entlastung der EEG-Umlage um die zur Wasserstoffproduktion benötigten Energiemengen als positiven Nebeneffekt zeitigen. Unsere detaillierten Vorschläge hierzu finden Sie im Annex dieses Dokumentes. Hier die wichtigsten Vorschläge:

- rechtliche Klarstellung der Eigenschaft von Power-to-Gas (und allen anderen Laststeuerungsmaßnahmen) als **Nicht-Letztverbraucher**
- Windwasserstoff als Treibstoff, sollte **auf die Biokraftstoffquote** und ab 2015 auf die Treibhausgasminderungsquote angerechnet werden

Zur Erläuterung: Jede Kilowattstunde, die zu Wasserstoff gewandelt wird, ist zusätzliche Energie außerhalb des Strommarktes. Diese Energie würde ohne die vorgeschlagenen Regelungen nicht erzeugt werden. **Die umlagepflichtige Strommenge wird also dadurch nicht kleiner. Letztendlich bedeutet Energiewende die Verdopplung der Stromproduktion bei gleichbleibendem oder sinkendem Stromverbrauch**, da ein zunehmender Teil der Energie, nämlich der fluktuierende Teil in den Tank und die Wärmespeicher fließen muss. Letztendlich wird des mindestens die Hälfte des erzeugten Stromes sein.

Die Systemintegration durch Umformung des fluktuierenden Teils der Windenergie in speicherbare Energieträger ist gleichzeitig wesentliche Voraussetzung dafür, dass Windstromerzeuger schnell marktfähig werden. Nur wenn neben dem Stromverkauf ein Treibstoff- und Wärmemarktzugang besteht, kann der Energieerzeuger den Verkauf der Energie planen und steuern und so tatsächlich am Markt teilnehmen.

2. Teilvermarktung EEG § 20

Der Entwurf verbietet, im Gegensatz zu dem bestehenden EEG, in § 20 Abs. 2 eine anteilige Vermarktung in verschiedenen Veräußerungsformen.

Dieser Ansatz widerspricht dem Systemintegrationsgedanken. Der Stromerzeuger sollte nicht verpflichtet werden, nur einen Absatzkanal für seine produzierte Ware – hier Strom – nutzen zu dürfen. Dies gilt vor allem dann, wenn keine explizite Gefahr der Bilanzierungsverfälschung gegeben ist.

Zudem wird durch die vorgeschlagene Regelung der Integrationsgedanke – also weg vom „produce and forget“ Ansatz – konterkariert. Aufgrund der Witterungsabhängigkeit der Wind- und PV-Anlagen im Stromproduktionsprozess, kann eine System- bzw. Stromversorgungsoptimierung nur erfolgen, wenn nicht gesamte Stromerzeugungsanlagen aus dem System genommen werden, sondern nur (Spitzen-)Anteile derer Stromproduktion. Es wäre daher kontraproduktiv, den Anlagenbetreiber in seiner Flexibilität zur Produktion von Speichergas aufgrund eines Verbotes zur anteiligen Vermarktung des Stroms einzuschränken.

Eine Teilvermarktung muss also möglich sein, wenn es der Systemdienstleistung dient. Die im vorliegenden Gesetzesentwurf vorgeschlagene Regelung in § 20 Abs. 2 verpflichtet den Anlagenbetreiber jedoch faktisch, die Fluktuation der Stromerzeugung aus Wind und Sonne ins Netz zu bringen. Das ist volkswirtschaftlich nicht effizient und verursacht unnötige Mehrkosten. **Die systemintegrative Teilvermarktung ist Voraussetzung für einen wirksamen Marktzugang der Windkraftbetreiber.**

3. Eigenverbrauch EEG § 58

Der Vorschlag des EEG § 58 Abs. 2 ist der richtige Ansatz, wobei jedoch unbedingt bei der abschließenden Textfassung des Gesetzes gewährleistet werden muss, dass systemdienliche Anlagen zur Speichergaserzeugung durch eine entsprechende Formulierung z.B. in EEG §57 Abs. 4 grundsätzlich von den Letztverbraucherabgaben befreit sind. Lediglich in Satz 5 sollte das Wort "vollständig" gestrichen werden:

"...für Eigenversorger, die sich ~~vollständig~~ selbst mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgen und für den Strom aus ihren Anlagen, den sie nicht selbst verbrauchen, keine finanzielle Förderung nach Teil 3 in Anspruch nehmen, und..."

Begründung: Inselsysteme und Autarkie sollten nicht zusätzlich angereizt werden. Es ist volkswirtschaftlich sinnvoller, wenn erneuerbare Eigenversorger einen Teil ihres Energiebedarfes auch zukaufen können. Da sie für die gekauften Mengen einen Marktpreis zahlen, ist die Einschränkung auf vollständige Eigenversorgung unsinnig. Aus praktischen Erwägungen heraus halten wir eine Anhebung der Bagatellgrenze, geregelt in Abs. 5, von derzeit geplanten 10 Kilowatt auf 100 Kilowatt installierter Leistung mit einer Jahresarbeit von nicht als 100 Megawattstunden für geboten.

Die bisherige Ungleichbehandlung von Eigenverbrauch und Direktverbrauch schränkt die Partizipationsmöglichkeiten von Bürgerinnen und Bürgern unnötig ein. Um eine möglichst dezentrale, netzentlastende und bedarfsorientierte Produktion Erneuerbarer Energie zu ermöglichen, ist der Eigenverbrauch mit dem Direktverbrauch gleichzustellen. Wir schließen uns hier den Empfehlungen des Umweltausschusses der Länderkammer an. Grundsätzlich sind Eigenverbrauch und Direktverbrauch wesentliche Elemente für den Aufbau eines

Windenergiemarktes. Die aktuelle Marktprämie setzt demgegenüber keinerlei wirksame Anreize für echte Systemintegration, sondern stellt ein reines Börsenspiel ohne Steuerungswirkung dar.

Ferner regen wir an, dass die EEG-Umlage zukünftig von denen zu tragen ist, die Graustrom oder rein konventionell erzeugte Energie nutzen. Wer 100% Erneuerbare Energie nutzt, soll keine Umlage tragen.

4. Ausschreibung (EEG §§ 2 Abs. 5, 53 und 85)

Auktionsverfahren sollten analog zu EEG § 53 nur eingeführt werden, wenn vorab erfolgreiche technologiespezifische Ausschreibungspilotprojekte realisiert und ergebnisoffen ausgewertet worden sind. Von einem „erfolgreichen Projekt“ ist nur auszugehen, wenn die Stromproduktion volkswirtschaftlich günstiger innerhalb dieser Pilotprojekte erfolgen konnte und die gesellschaftspolitischen Ziele einer breiten Bürgerbeteiligung sowie die Stärkung der regionalen heimischen Wirtschaft erfüllt werden konnten. Bisherige europäische Erfahrungen zeigen keinen einheitlichen Vorteil dieses Instruments, sondern steigende Risikoprämien, Projektausfälle und eine Begünstigung großer Unternehmen, verbunden mit einem hohen administrativem Aufwand. ENERTRAG empfiehlt daher, Verordnungsermächtigungen in Bezug auf Ausschreibungen grundsätzlich nur mit einer Zustimmung des Bundesrates zu erlassen, da wirtschaftliche Interessen der Länder unmittelbar berührt werden.

5. Verpflichtende Direktvermarktung (EEG § 19 iVm. § 36)

Die Integration der erneuerbaren Energien in ein Marktsystem wird grundsätzlich befürwortet. Eine wirtschaftlich sinnvolle Vermarktung fluktuierender Energie ohne Speichermöglichkeit ist jedoch praktisch nicht möglich. Eine verpflichtende Direktvermarktung sollte daher erst eingeführt werden, wenn entsprechende Speichersysteme wie Power-to-Gas verfügbar sind.

Der vorliegende Gesetzesentwurf diskriminiert darüber hinaus in der vorliegenden Fassung die KMU's, da sie aufgrund ihrer Unternehmensgröße auf einen Vermarktungsdienstleister angewiesen sind. Die Branche geht von 0,4 Cent/kWh Vermarktungskosten aus, so dass sich faktisch nur noch eine Vergütung zur Refinanzierung der Windkraftanlage von maximal 8,5 Cent/kWh ergibt. Unternehmen, die aufgrund der Strommengen bereits über eine eigene Vermarktungsstruktur zum Stromvertrieb verfügen, haben hier einen Kostenvorteil. Hier muss zwischen den kurzfristigen volkswirtschaftlichen Vorteilen und den gesellschaftspolitischen Zielen eine ausgewogenere Abwägung getroffen werden.

So könnte zumindest für eine Übergangszeit eine gedeckelte Erstattung oder Förderung der Vertriebskosten auf Selbstkostenbasis einen Interessensausgleich herstellen.

6. Vergütung für Windenergie an Land (EEG § 47 Abs. 2)

In der derzeitigen politischen Diskussion scheint die Vergütungsabsenkung für die preiswerteste Form erneuerbarer Energie, der Windenergie, gesetzt. Wir weisen dennoch darauf hin, dass Windenergie an Land die tragende Säule der Energiewende ist und ohnehin nur marginalen Einfluss auf die EEG-Umlage hat. Daher sollte die entsprechende Vergütung für Standorte unter 100% Referenzwert weniger stark gegenüber der derzeitigen Vergütung abgesenkt werden. Es droht sonst die Gefahr, einer Konzentration auf sehr gute Standorte, verbunden mit zu langsamem Zubau und höherem Netzausbau, da in den wichtigen mittleren und südlicheren Regionen zu wenig Anlagen gebaut werden können.

7. Übergangsbestimmungen

Wir teilen die Auffassung der Branche hinsichtlich der Notwendigkeit einer Änderung der vorgeschlagenen Stichtagsregelung. Als konkreten **Stichtag** für die Gewährung der Vergütungshöhen nach dem EEG 2012 schlagen wir daher den 22. Januar 2014 vor. Allen Anlagenbetreibern, die bis zu diesem Tag einen Genehmigungsantrag gestellt haben, sollte dementsprechend die Vergütung nach dem EEG 2012 zugestanden werden. Da immense Kosten für die Projektierung bis zur Antragstellung angefallen sind, ist ein Vertrauen auf die zu Projektbeginn geltende Vergütung gerechtfertigt. Die im Gesetzentwurf formulierten Regelungen zum Vertrauensschutz hingegen sind unter Berücksichtigung der Investitionsvorläufe und der finanziellen Vorleistungen für Windenergieprojekte an Land inakzeptabel.

Annex: Vorschlag zu Markteinführungsinstrumenten von Power-to-gas-Technologien zur Systemintegration erneuerbarer Energien

- 1) Es sind an den technologischen Entwicklungsstand gekoppelte, zeitlich und im Volumen begrenzte Markteinführungsinstrumente zu schaffen, um einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb für Power-to-Gas Anlagen während der Erprobungs- und Markteinführungsphase zu ermöglichen.
Zielsetzung: Markteinführung von Power-to-Gas mit einem Anlagenvolumen in Höhe von 1.000 MW bis 2022.
- 2) Für die erfolgreiche Markteinführung und damit auch Investitionen in diese innovative Systemlösung, ist eine rechtliche Klarstellung der Eigenschaft von Power-to-Gas als **Nicht-Letzverbraucher** zwingend notwendig. Power-to-Gas-Anlagen selbst sind keine Letztverbraucher, sondern nehmen die nicht in das Stromsystem integrierbare Strommengen auf, wandeln diese in einen speicherbaren chemischen Energieträger um, der dann über eine Rückverstromung oder über den Einsatz in anderen Verbrauchsbereichen einem Letztverbrauch zugeführt wird. Aus dieser Eigenschaft als Nicht-Letzverbraucher lässt sich eine Befreiung von der EEG-Umlage (Gesetzesentwurf EEG § 57), den Netznutzungsentgelten (EnWG § 118), Netzabgabe (StromNEV § 19), der Stromsteuer, den Konzessionsabgaben, sowie der KWK-Umlage (KWKG) ableiten. Eine Befreiung von den Netznutzungsentgelten und EEG-Umlagen sollte zumindest gewährt werden, wenn der eingespeiste erneuerbare Strom im gleichen Bilanzkreis wieder aus dem Netz genommen wird und der Elektrolyseanlage zugeführt wird.

Anlagenbetreiber erfüllen das Systemintegrationsregime, wenn sie

- einen Nachweis des Bezuges von erneuerbarer Energie, die keine Entgeltvergütung gemäß EEG erhalten hat, vorlegen;
 - die Power-to-Gas-Anlage gekoppelt mit Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie so betreiben, dass die aus letzteren erzeugten Leistungsspitzen abgebaut, d.h.in der Power-to-Gas-Anlage verbraucht werden.
 - die Wasserstofferzeugungsanlage mit maximal 3.500 Vollaststunden im Jahr betrieben wird.
- 3) Wasserstoff bzw. Methan, der auf Basis erneuerbaren Stroms erzeugt wurde und als Treibstoff(-bestandteil) dient, ist auf die Biokraftstoffquote und ab 2015 auf die Treibhausgasminderungsquote anzurechnen.
 - 4) Aufnahme der Wasserstoffanlagen in ein KfW Sonderkreditprogramm mit vergünstigten Fremdkapitalzinsen und entsprechenden Laufzeiten von 20 Jahren, um entsprechende Hemmnisse auf der Kapitalmarktseite für Power-to-Gas Projekte abzubauen.

Wir schlagen aus oben genannten Gründen vor, folgende Präzisierungen in das EEG aufzunehmen:

1) Ergänzung § 5 Ziff. 29

.... Zwecke der Zwischenspeicherung, wobei unter dem Begriff der Zwischenspeicherung auch Zuführung der gespeicherten Energie zur Verwertung im Verkehrs-, Industrie- und Gassektor zu verstehen ist, von Strom

Begründung: Ohne diese explizite Nennung und die Befreiung von Letzverbraucherabgaben ist eine Systemintegration des Speichergases im Verkehr und in der Industrie nicht wirtschaftlich möglich. Ein weiterer positiver Effekt der Nutzung in den beiden vorgenannten Sektoren wäre, dass die EEG-Umlage um die Strommengen, welche zur Wasserstoffproduktion benötigt werden, aufgrund der Direktvermarktung gemäß EEG § 17 Abs. 1 Ziff. 2 entlastet wird.

2) Ergänzung § 20 Abs. 2, nach Satz 1

..... veräußern. Abweichend von Satz 1 können Anlagenbetreiber den Strom anteilig an Dritte veräußern, soweit der Strom zur Erzeugung von Speichergas dient.

Begründung: Aufgrund der Witterungsabhängigkeit der Wind- und PV-Anlagen im Stromproduktionsprozess, kann eine System- bzw. Stromversorgungsoptimierung nur erfolgen, wenn nicht gesamte Stromerzeugungsanlagen aus dem System genommen werden, sondern nur die Anteile der Stromproduktion, welche den Leistungsspitzen entsprechen. Es wäre daher kontraproduktiv den Anlagenbetreiber in seiner Flexibilität zur Produktion von Speichergas aufgrund eines Verbotes zur anteiligen Vermarktung des Stroms einzuschränken.

3) Ergänzung § 57 Abs. 4, Satz 2

... Satz 1 ist auch für Strom anzuwenden, der zur Erzeugung von Speichergas eingesetzt wird, das in das Erdgasnetz eingespeist wird, wenn das Speichergas unter Berücksichtigung der Anforderungen nach § 45 Absatz 2 Nummer 1 und 2 zur Stromerzeugung eingesetzt und der Strom tatsächlich in das Netz eingespeist wird oder das Speichergas im Verkehr oder der Luftfahrt als Treibstoff oder Treibstoffzusatz zur Erreichung der Mindestanteile von Biokraftstoffen im Biokraftstoffquotengesetz bzw. in der Industrie als Ausgangsstoff genutzt wird.

Begründung: Die Speicherung von nicht bedarfsgerecht erzeugter erneuerbarer Energie ohne Rückverstromung sondern mit Speicherung der Energie über ein öffentliches Versorgungsnetz wie z.B. Nah-/Fernwärmenetze, das Erdgasnetz oder Tankanlagen stellt eine wichtige Speicherdienstleistung dar. Diese trägt zur Entlastung der Netze und zur Integration der erneuerbaren Energien bei. Weiterhin ist die Integration grünen Wasserstoffs und grünen Methans in den Mobilitäts- und in den Industriesektor ohne die EEG-Umlagebefreiung wirtschaftlich nicht möglich und schränkt somit die generelle Integration von Speichergas in das Energiesystem in erheblichem Maße ein. Da es sich bei der Erzeugung von Speichergas um zusätzliche Stromverbraucher in unserem Wirtschaftssystem handelt, wird durch den Entfall der Zahlungsverpflichtung der EEG-Umlage das Umlagesystem nicht zusätzlich belastet, sondern im Gegenteil wird das EEG-Umlagekonto aufgrund der Entnahme der betreffenden Strommenge aus dem Gesamtvergütungssystem entlastet. Eine Wettbewerbsverzerrung ist durch den Entfall der Verpflichtung zur Zahlung der EEG-Umlage ebenfalls nicht möglich, da Speichergas ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt werden darf und somit alle Akteure gleiche wettbewerbliche Bedingungen vorfinden.