

Ansprechpartner

Tino Drosdziok

Tel: 0341- 230 28 239

Mail: tino.drosdziok@e2m.energy

Leipzig, 2. September 2015

**Stellungnahme der Energy2market GmbH (e2m)
zum Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“
des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie**

Abstract

- Energy2market begrüßt die Entscheidung des BMWi zur Weiterentwicklung des bestehenden Strommarktdesigns.
- Grundvoraussetzung für den Erfolg des Strommarkts 2.0 ist die Gewähr der freien Preisbildung am Markt ohne politische Eingriffe, um einen Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen zu gewährleisten.
- Die Öffnung der Regelleistungsmärkte für neue Anbieter ist grundsätzlich richtig. Allerdings hat die gesicherte Bereitstellung der Leistung oberste Priorität, weshalb Präqualifikationsanforderungen nicht leichtfertig aufgeweicht werden dürfen.
- Die Anforderungen für die Zulassung von Aggregationen von flexiblen Stromverbrauchern und –erzeugern zum Regelleistungsmarkt sollten weiterentwickelt werden, so dass nicht mehr jede einzelne Anlage präqualifiziert werden muss, sondern nur das Virtuelle Kraftwerk im Ganzen.
- Die verpflichtende Einführung von Smart Metern ist ein wichtiger Ansatz, um Ist-Erzeugung und Ist-Verbrauch konkret abzubilden. Damit Erzeugungsanlagen einen zusätzlichen netzdienlichen Effekt haben, ist eine Einbauverpflichtung von Fernsteuertechnik bei Neu- als auch Bestandsanlagen über 7 kW Leistung notwendig.

Grundsätzliche Bemerkungen

Die Entscheidung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) zugunsten eines weiterentwickelten Strommarkts 2.0 ist mit Blick auf die anstehenden Herausforderungen der Energiewende folgerichtig und wird von e2m unterstützt. Die damit einhergehende Absage an einen im Grünbuch diskutierten Kapazitätsmarkt vermeidet gesamtwirtschaftliche Mehrkosten aufgrund von Marktverzerrungen und ist daher zu unterstützen. Das angestrebte Strommarktdesign ist in der Lage, die übergeordneten Ziele wie Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit auf kostengünstigem Wege zu gewährleisten.

E2m hat sich bereits am Konsultationsverfahren zum Grünbuch Strommarktdesign des BMWi beteiligt und verweist an dieser Stelle auf die Stellungnahme vom Februar 2015.¹

Eine der zentralen Aufgaben des zukünftigen Strommarkts wird es sein, den wachsenden Anteil an fluktuierender Stromerzeugung durch Windkraft und Photovoltaik in den Markt zu integrieren. Dazu muss der gesetzliche Rahmen für den Einsatz von Flexibilität aus dezentralen und regelbaren Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten angepasst werden. Vor allem die Bedingungen für Biogas- und KWK-Anlagen sowie für flexible industrielle Verbraucher (demand side management) im Rahmen eines virtuellen Kraftwerks (VKW) müssen verbessert werden. In diesem Zusammenhang ist auch wichtig, fluktuierende Erneuerbare-Energien-Anlagen mit Fernsteuerungstechnik auszustatten und in die Direktvermarktung zu überführen. Auch Speicherlösungen können einen wichtigen Beitrag zur Synchronisierung von Stromangebot und -nachfrage leisten.

Aufgrund zusätzlicher Erlösmöglichkeiten in den Kurzfristmärkten und durch Einsatz als Regelernergie wird der Einsatz von regelbaren Technologien wie Biogas angereizt, was zu geringen Prognoseabweichungen sowie zur Glättung von Erzeugungsspitzen führt und Systemstabilität schafft. Der Anteil an direkt vermarkteten EEG-Anlagen hat sich zwischen 2013 und 2014 um 24% erhöht. Mittlerweile wird 63% des EEG-Stroms direkt vermarktet, während die fest vergütete EEG-Stromproduktion stetig zurückgeht.

Aus Sicht der e2m kann das BMWi die geplante Strommarktreform mit dem vorgeschlagenen Maßnahmenkatalog erreichen. Einige Maßnahmen müssen allerdings mit Blick auf die zeitnahe gesetzliche Umsetzung noch spezifiziert werden. Aufgrund der inhaltlichen Relevanz für e2m wird auf eine Kommentierung jeder einzelnen Maßnahme verzichtet.

¹ <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Stellungnahmen-Gruenbuch/150227-energy2market,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

Maßnahme 1: Freie Preisbildung gewährleisten

Das zukünftige Marktdesign wird Preissignale aussenden, auf die die Marktakteure mit neuen Investitionen reagieren werden. Entscheidend ist dabei, dass der Markt nicht aus opportunistischen Gründen zu einem späteren Zeitpunkt reglementiert und somit die freie Preisbildung verzerrt wird. Nur so wird sichergestellt, dass alle Flexibilitätsoptionen in einem fairen Wettbewerb zueinander stehen und sich Kosteneffizienzen herausbilden.

Die gesetzlichen Rahmenbedingungen werden Knappheitssignale senden, die zu Preisspitzen auf dem Strommarkt führen. Nur durch entsprechende Investitionssignale kann die systemrelevante Flexibilität bereitgestellt werden. Dabei wird es zu einer Bereinigung des Marktes durch den Abbau fossiler Kapazitäten kommen.

Regulative Eingriffe wie ein Kapazitätsmarkt würden Marktverzerrungen verursachen. Sie schwächen Preissignale ab und können die Synchronisierung von Angebot und Nachfrage erschweren.

Maßnahme 2: Transparente kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht

Erhöhte Transparenz durch das regelmäßige Monitoring der Marktverhältnisse ist notwendig, um künstlich geschaffene Preisspitzen durch marktbeherrschende Unternehmen aufzudecken und zu unterbinden. Ein funktionierender Wettbewerb muss durch die Vermeidung von Marktkonzentration sichergestellt werden.

Allerdings muss es flexiblen Marktteilnehmern weiterhin möglich sein, in Knappheitssituationen über ihren Grenzkosten zu bieten (Mark-Up). Nur so kann Flexibilität angemessen honoriert werden und beispielsweise Betreibern von Anlagen ohne zusätzliche Förderung die Möglichkeit gegeben werden, sich am Markt zu refinanzieren.

Um die Prinzipien eines liberalisierten Markts aufrecht zu erhalten, ist ein Mark-Up-Verbot keine Option. E2m unterstützt aber die Einbeziehung des Bundeskartellamtes, um Manipulationen bei der Preisentwicklung entgegenzuwirken.

Maßnahme 3: Bilanzkreistreue stärken

Die Einhaltung von Fahrplänen und der Ausgleich von Bilanzkreisen ist ein wesentlicher Mechanismus zur Sicherung der Versorgung. Deshalb müssen Anreize gesetzt werden, die sicherstellen, dass Bilanzkreisverantwortliche nicht von ihren Fahrplänen abweichen.

Dabei ist aber auch zu berücksichtigen, dass die Einspeiseprognose für fluktuierende EE-Anlagen naturgemäß schwieriger ist als die von regelbaren Anlagen. Zur Deckung der Ausgleichsenergiekosten hat der Gesetzgeber mit Einführung der Direktvermarktung zum 01.01.2012 die Managementprämie verankert und mit der Marktprämie ausgezahlt. Die Managementprämie ist seitdem deutlich auf heute ein Viertel gesunken. Das BMWi sieht vor, die Bilanzkreisverantwortlichen stärker an den Kosten für

Ausgleichsenergie zu beteiligen, um Last und Erzeugung im Gleichgewicht zu halten. Der Gesetzgeber sollte allerdings darauf achten, dass infolge der neuen Berechnungsgrundlage die Ausgleichsenergiekosten bei fluktuierenden Portfolios nicht die Managementprämie übersteigen. Ansonsten kann es dazu kommen, dass Anlagen nicht länger direktvermarktet werden, sondern in den Einspeisetarif wechseln.

Maßnahme 4: Bilanzkreise viertelstündlich abrechnen

Bilanzkreise müssen sowohl vom Übertragungsnetzbetreiber als auch vom Bilanzkreisverantwortlichen viertelstündlich bewirtschaftet und abgerechnet werden, auch in Situationen, in denen der Übertragungsnetzbetreiber aus Gründen der Systemstabilität ins Stromsystem eingreifen muss. Bis heute werden Einspeisemanagementmaßnahmen der Netzbetreiber bei der Abrechnung der Bilanzkreise zu Lasten der Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) als Ausgleichsenergie berechnet. Die Maßnahmen zur Stabilisierung der Stromnetze werden also nicht in den Bilanzkreisen korrigiert, sondern führen zu Abweichungen, ohne dass der BKV hierauf Einfluss nehmen kann.

Die e2m unterstützt eine Regelung, wonach diese Maßnahmen der Netzbetreiber zukünftig bei der viertelstündlichen Abrechnung der Bilanzkreise Berücksichtigung finden.

Maßnahme 5: Weiterentwicklung des Strommarktes europäisch einbetten

Der europäische Strombinnenmarkt soll die Versorgung sicherstellen, Effizienz fördern und erhöhte Flexibilitätspotenziale bieten. Ein europäischer Strommarkt kann diese Ziele erreichen und dabei gesamtwirtschaftliche Effizienzgewinne erzielen.

Erneuerbare-Energien-Anlagen werden besser ausgelastet und temporäre, z.B. wetterbedingte Ungleichgewichte von Angebot und Nachfrage können durch integrierte Märkte besser kompensiert werden.

Die Marktbedingungen am Spotmarkt müssen hier kontinuierlich harmonisiert werden. So sollte auch in anderen Ländern auf Viertelstundenprodukte umgestellt und perspektivisch auf noch engere Handelsintervalle reduziert werden.

Maßnahme 6: Regelleistungsmärkte für neue Anbieter öffnen

Der zuverlässige Einsatz von Regelleistung ist maßgeblich für die Gewährleistung von Systemstabilität und Versorgungssicherheit. Grundsätzlich sollten alle Anbieter die Möglichkeit haben, am Regelleistungsmarkt teilzunehmen, sofern sie die Präqualifikationskriterien erfüllen.

Die hohen Anforderungen zur systemrelevanten Erbringung von Leistung haben sich aber bewährt und sollten nicht aufgeweicht werden. Auch wenn Anbietern der diskriminierungsfreie Zugang zum Regelleistungsmarkt ermöglicht werden muss, hat die Bereitstellung gesicherter Leistung oberste

Priorität. Hier gilt es in erster Linie den bereits funktionierenden Markt mit seinen vorhandenen Kapazitäten weiterzuentwickeln und zu stärken.

Durch die Zusammenführung von fluktuierenden und regelbaren Anlagen in virtuellen Kraftwerken kann Leistung gesichert bereitgestellt werden. Die Erbringung der Regelarbeit kann dann auch von Anlagen übernommen werden, die nicht ständig über die vorzuhaltende Leistung verfügen.

Virtuelle Kraftwerke spielen bereits heute eine wichtige Rolle auf dem Regelleistungsmarkt und werden mit Blick auf einen wachsenden Anteil an erneuerbaren Energien immer bedeutsamer. Deshalb macht sich e2m dafür stark, die Zulassungskriterien für den Regelleistungsmarkt dahingehend zu vereinfachen, dass Pools als Erbringer von Regelenergie betrachtet werden und nicht jede Erzeugungseinheit eines Pools individuell präqualifiziert werden muss.

Um die Regelleistungsmärkte weiter zu optimieren und neuen Anbietern den Zugang zu eröffnen, spricht sich e2m dafür aus, dass negative und positive Primärregelleistung separat zur Verfügung gestellt werden können. Auch eine Verkürzung der Produktlaufzeiten und Ausschreibungsfristen vor Lieferung wäre ein wichtiger Schritt in die richtige Richtung.

Maßnahme 7: Zielmodell für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte entwickeln

Damit die Preissignale des Strommarkts 2.0 ihre volle Wirkung entfalten können, müssen die staatlich veranlassten Preisbestandteile an die Anforderungen der Energiewende angepasst werden. Die Steuerungswirkung des Preises muss sichergestellt werden, d.h. Preisentwicklungen im Großhandel und nicht die Belastung mit Steuern und Abgaben müssen das Verhalten der Akteure steuern.

Eine wichtige Stellschraube ist nicht zuletzt die Weiterentwicklung der Netzentgelte. Das heutige Modell wirkt an vielen Stellen flexibilitäts-hemmend, verhindert also die Nutzung aller vorhandenen Flexibilitätsoptionen.

Maßnahme 8: Besondere Netzentgelte für mehr Lastflexibilität öffnen

Flexibles Lastverhalten muss in Zukunft stärker belohnt werden. Netzdienliches Verhalten muss mit angepassten bzw. reduzierten Netzentgelten honoriert werden. Derzeit kann es dazu kommen, dass die Kosten für Netzentgelte die Erlöse aus Regelleistung übersteigen. Diese Fehlanreize stehen einer zusätzlichen Flexibilisierung des Systems wie etwa dem Demand Side Management entgegen. Die Jahreshöchstlast als Determinante für Leistungsentgelte muss abgeschafft werden, wenn sie auf die Erbringung von Regelleistung zurückzuführen ist. Negative Regelleistung, die zukünftig neben Großverbrauchern auch durch das Pooling dezentraler Erzeuger bereitgestellt werden kann, darf bei der Bemessung der Netzentgelte nicht als zusätzliche Leistung angerechnet werden. Diese fehlenden Anreize für Flexibilität stehen im Widerspruch zu den Zielen des zukünftigen Strommarktdesigns.

Derzeit reizen die reduzierten Netzentgelte für Großverbraucher noch gleichmäßiges Abnahmeverhalten an. Flexible Anpassung der Last innerhalb von Hochlastzeitfenstern wird durch Erhöhung der Netzentgelte bestraft. Kurzfristiges Lastmanagement als Reaktion auf Preissignale muss jedoch belohnt

werden. Verbrauchsreduktionen bzw. -erhöhungen zu Hoch- bzw. Niedrigpreiszeiten sollen möglich werden.

Das kann nur funktionieren, wenn flexible Großverbraucher Anreize bekommen, ihre Produktion kurzfristig an die Marktpreise anzupassen. Systemdienliches Verhalten muss durch reduzierte Netzentgelte oder durch die Befreiung von Netzentgelten gefördert werden. Die Vorschläge des BMWi zur Anpassung der Netzentgeltregelungen unterstützt e2m daher vorbehaltlos.

Maßnahme 9: Netzentgeltsystematik weiterentwickeln

Das Vorhaben, regionale Unterschiede bei den Netzentgelten von Übertragungsnetzbetreibern zu reduzieren und die Kosten für die Netzinfrastruktur fair zu verteilen, ist begrüßenswert. Die heutige Systematik kann dazu führen, dass Endkunden, die in direkter Nachbarschaft zu EE-Anlagen wohnen, höhere Netzentgelte zahlen müssen als Endkunden, in deren Netz weniger EE-Anlagen installiert sind. Das widerspricht einer national gleichmäßigen Lastenverteilung bzw. Verantwortung hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien

Maßnahme 10: Regeln für die Aggregation von flexiblen Stromverbrauchern klären

Es gibt bereits heute von den Übertragungsnetzbetreibern entwickelte und in der Praxis bewährte Regelungen zur Präqualifikation von Aggregatoren für den Regelenergiemarkt im Bereich der Minutenreserve und Sekundärregelleistung.

Zudem gibt es schon jetzt einen wesentlichen Anteil von Aggregatoren (virtuelle Kraftwerke), die Regelenergie im Pool bereitstellen. In einem Pool können neben Erzeugungs- auch Verbrauchsanlagen eingebunden werden, die zur Lieferung von Regelenergie in der Lage sind, also Flexibilität zur Verfügung stellen können.

Eine Weiterentwicklung der Anforderungen sowie eine gesetzliche Verankerung sind dennoch begrüßenswert.

Maßnahme 12: Vermarktung von Netzersatzanlagen ermöglichen

Die Funktion von Netzersatzanlagen beschränkt sich bislang auf die Versorgung von Infrastrukturen wie Flughäfen oder Rechenzentren bei lokalen Ausfällen des öffentlichen Netzes. Das BMWi sieht vor, Netzersatzanlagen systematisch zu erfassen und Informationen zur Verfügung zu stellen. Damit können Potentiale den Stromhändlern zugänglich gemacht werden, so dass Netzersatzanlagen einen zusätzlichen Nutzen z.B. als Bereitsteller von Regelenergie erbringen können.

Vor allem als Teil von virtuellen Kraftwerken können sie eine wichtige Funktion im künftigen Strommarkt ausfüllen.

Allerdings wird die Nutzung der Flexibilität von Netzersatzanlagen regulatorisch eingeschränkt. Nicht zuletzt die Mittelspannungsrichtlinie, die ein Einheitszertifikat auch für Netzersatzanlagen fordert, beschränkt die Nutzung vorhandener Flexibilität aus Notstromanlagen.

Maßnahme 13: Smart Meter schrittweise einführen

Der Arbeitsentwurf für ein „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ ist ein guter Ansatz zur umfassenden Einführung von intelligenten Stromzählern und intelligenter Messtechnik. Durch den standardisierten Datenaustausch werden alle Kapazitäten sichtbar und werden bestehende Hemmnisse für Netzbetreiber und Direktvermarkter abgebaut. Werden Ist-Erzeugung und Ist-Verbrauch für alle Beteiligten eindeutig abgebildet, steigt die Stabilität des Netzes.

Damit Erzeugungsanlagen einen weiterführenden netzdienlichen Effekt haben, braucht es darüber hinaus eine ambitionierte Einbauverpflichtung von Fernsteuertechnik sowohl bei Neu- als auch bei Bestandsanlagen über 7 kW Leistung. Für ein weiterentwickeltes Strommarktdesign ist die Kommunikationsfähigkeit von Flexibilitäten elementar. Werden dezentrale Anlagen zeitnah mit Fernsteuertechnik ausgestattet, können Maßnahmen zum Einspeisemanagement durchgeführt und Anlagen marktorientiert gefahren werden.

Im Zuge der Novellierung des EEG und der neuen Verpflichtung zur Bereitstellung von Fernsteuerbarkeit nach §36 EEG 2014 haben viele Betreiber ihre Erzeugungsanlagen unter erheblichem finanziellen Aufwand nachgerüstet. Aus Gründen der Investitionssicherheit sollte die in diesen Anlagen installierte Fernsteuertechnik Bestandsschutz genießen.

Maßnahme 14: Netzausbaukosten durch Spitzenkappung von EE-Anlagen reduzieren

Zur Reduzierung der Netzausbaukosten prüft das BMWi die Abregelung von großen Solar- und Windparks auf der Übertragungsnetzebene. Grundsätzlich ist die Abregelung von regenerativen Erzeugungsanlagen volkswirtschaftlich suboptimal. Zudem sollen, wie im Weißbuch angekündigt, Kompensationszahlungen im Rahmen von entsprechenden Redispatch-Maßnahmen erhalten bleiben. Diese Regelung geht jedoch zu Lasten der Allgemeinheit, die für die Kosten aufkommen muss.

Sinnvoller wäre es, z.B. intelligente Lösungen wie den Bau von Hybrid- bzw. Verbundkraftwerken (z.B. <http://www.verbundkraftwerk.de/>) anzureizen, die nicht kumulativ, sondern alternativ einspeisen und intelligent gesteuert werden können. Durch eine Bündelung verschiedener Energieträger kann am Netzeinspeisepunkt u.a. eine deutlich höhere Auslastung erzielt werden, was die Netzausbaukosten reduziert. Dies ermöglicht eine effiziente Nutzung der Stromnetze und verringert die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen.

Auch Solarkraftwerke mit Ost-West-Ausrichtung, Schwachwindanlagen oder dezentrale Speicher können volkswirtschaftlich schädliche Abregelungen von Anlagen reduzieren.

Maßnahme 15: Mindesterzeugung evaluieren

Eine zentrale Herausforderung des zukünftigen Strommarkts wird sein, den Abbau konventioneller Kapazitäten durch den verstärkten Einsatz regenerativer Erzeugungsanlagen zu kompensieren. Das angestrebte transparente Monitoring der Mindesterzeugung thermischer Kraftwerke mit Blick auf kritische Situationen für die Integration von EE, d.h. in Zeiten geringer Residuallast, ist daher als sinnvoll zu betrachten. Die steigende Anzahl an regelbaren Kapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien, u.a. auch kleiner Anlagen, die in virtuellen Kraftwerken aggregiert werden, kann eine notwendige Reduzierung der thermischen Mindesterzeugung ohne Weiteres ausgleichen.

Maßnahme 16: Kraft-Wärme-Kopplung in den Strommarkt integrieren

Flexible KWK-Anlagen sollen wichtiger Baustein des Strommarktes 2.0 sein, da sie Primärenergie einsparen und schnell auf Einspeisungsschwankungen fluktuierender EE reagieren können. Die gezielte Förderung von KWK, insbesondere ökologisch vorteilhafterer gasgefeuerter Anlagen, ist aus unserer Sicht zu begrüßen.

Nur so sind die Ziele eines flexibilisierten Strommarkts und die Klimaziele von 2020 gleichzeitig zu erreichen. Fluktuierende Einspeisung erneuerbarer Energien muss weiterhin durch regelbare Energie ergänzt werden.

Durch die in der Novelle zum KWK-Gesetz dargestellten Maßnahmen wird übergangsweise ein Weiterbetreiben wichtiger und systemrelevanter Anlagen ermöglicht. E2m ist überzeugt, dass der wirtschaftliche Betrieb hochflexibler Anlagen durch die im Weißbuch skizzierten Maßnahmen zum Strommarkt 2.0 in Zukunft gewährleistet ist und kein Bedarf an zusätzlicher Förderung bestehen wird. Flexibilisierung ist auch hier das Gebot der Stunde und ggf. finanziell anzureizen bzw. die Förderung unter diese Voraussetzung zu stellen.

Zukünftige Handlungsfelder

Mit der Einführung der Direktvermarktung im Marktprämienmodell im EEG 2012 und durch die Direktvermarktungspflicht im EEG 2014 hat der Gesetzgeber den Grundstein für die Etablierung erneuerbarer Energien am Markt gelegt. Im Kontext dieser energiepolitischen Neuorientierung vermarktet e2m verschiedene EE-Anlagen, die über ein virtuelles Kraftwerk zielgerichtet gesteuert werden können. Damit wurde wesentlich zur Marktintegration erneuerbarer Energien beigetragen.

Der steigende Anteil an direkt vermarktetem EEG-Strom garantiert gesamtwirtschaftliche Kosteneffizienz bei einer Entlastung des EEG-Umlagekontos. Aufgrund zusätzlicher Erlösmöglichkeiten am Regelleistungsmarkt wird der Einsatz von regelbaren Technologien wie Biogas in virtuellen Kraftwerken angereizt, was zu Netzstabilität und Versorgungssicherheit beiträgt.

Die festen EEG-Vergütungen sollen mit der nächsten EEG-Novelle durch das Ausschreibungsmodell abgelöst werden. Dabei ist es wichtig, den Ausbau erneuerbarer Energien nicht abzuwürgen und auch neue Konstellationen regenerativer Erzeugung in die Ausschreibungen mit einzubeziehen.

Verbundkraftwerke haben in diesem Zusammenhang eine übergeordnete Funktion für die Stabilität des Systems und statten den zukünftigen Strommarkt mit der nötigen Flexibilität aus. Aus diesem Grund müssen solche Technologien und intelligente Lösungen vorrangig berücksichtigt bzw. weiter entwickelt und in einen entsprechenden Förderrahmen eingebettet werden.

Kontakt

DWR eco GmbH
Herr Benjamin Winter
Mail winter@dwr-eco.com
Tel.: 030 609 819 505