



STELLUNGNAHME

zur Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zu der Diskussion um die Einführung eines neuen Strommarktdesigns

Die GEODE begrüßt die intensiven Debatten um die Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (im Folgenden: EEG) sowie zur Einführung eines neuen Marktdesigns für die Stromerzeugungsmärkte. Sie möchte mit diesem Positionspapier dazu beitragen, dass die Ursachen für die aus dem geltenden Rechtsrahmen resultierenden derzeitigen und zukünftigen Schwierigkeiten erkannt werden und die Entwicklung weitergeht zu einer zielgerichteten Anpassung der Rahmenbedingungen zur möglichst kosteneffizienten, umweltverträglichen und Versorgungssicherheit bietenden Realisierung der Energiewende.

I. Zusammenfassung

Der steigende Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung macht eine verbesserte Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien notwendig. Die Besonderheiten gerade der fluktuierenden Erzeugung aus Wind und Sonne bei vernachlässigbaren Grenzkosten werden vom geltenden System nur unzureichend abgebildet, so dass nach Ansicht der GEODE zum Teil falsche Anreize gesetzt werden. Erforderlich ist ein Lösungsansatz, welcher insbesondere den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien sicherstellt, den hierfür notwendigen Netzausbau ermöglicht und Anreize zu Flexibilitäten im Stromversorgungssystem schafft. Zugleich muss eine Umsetzung der Energiewende auf die kosteneffizienteste Weise angestrebt werden.

Für die GEODE ist die Markt- und Netzintegration der erneuerbaren Energien ein wesentliches Kernelement dieses Lösungsansatzes.

Das EEG ist nach Auffassung der GEODE grundsätzlich geeignet, den Ausbau der erneuerbaren Energien sicherzustellen. Zur verbesserten Marktintegration müssen jedoch sämtliche EEG-Strommengen direkt vermarktet werden. Aus verfassungsrechtlichen Gründen muss dabei gewährleistet werden, dass die den Betreibern von Altanlagen bislang gewährte Vergütung grundsätzlich bestehen bleibt. Für den eher theoretischen Fall, dass Betreiber von



kleinen Altanlagen keinen Direktvermarkter finden, wird aus diesem Grund ein sog. Grundabnehmer verpflichtet, diese Strommengen abzunehmen und zu vergüten. Für Neuanlagen sollte nach Ansicht der GEODE das bestehende Marktprämienmodell modifiziert und eine „Deckelung“ der Marktprämie vorgenommen werden.

Die EEG-Strommengen werden nach diesem Modell zukünftig nicht – wie bisher – an den Netzbetreiber, sondern an einen Stromhändler verkauft. Damit wird ein weiteres wichtiges Ziel erreicht: Über den EEG-Ausgleichsmechanismus werden keine EEG-Strommengen weitergegeben und die Übertragungsnetzbetreiber müssen keine systemfremde Vermarktung von EEG-Strommengen durchführen.

Zur besseren Netzintegration muss nach Ansicht der GEODE ein vorausschauender Netzausbau möglich sein. Zudem muss sichergestellt werden, dass eine schnellere Refinanzierung der Netzausbaukosten erfolgt.

Die Direktvermarkter bzw. die Bilanzkreisverantwortlichen spielen dann bei der Schaffung von Kapazitätsprodukten die zentrale Rolle. Aus der Notwendigkeit zum Ausgleich der Bilanzkreise ergeben sich in einem Modell der ausschließlichen Direktvermarktung von EEG-Strommengen erheblich vorteilhafte Effekte: Indem die EEG-Strommengen unmittelbar in die Händlerbilanzkreise eingestellt werden, erhöht sich die Prognose- und Ausgleichspflicht der Bilanzkreisverantwortlichen. Die Gewährleistung der Ausgeglichenheit des Bilanzkreises erfordert die vorausschauende Beschaffung flexibler und steuerbarer Kapazität. Der Anstieg der Nachfrage nach derartiger Kapazität sorgt wiederum dafür, dass die notwendige konventionelle Back-up-Kapazität in wirtschaftlicher Weise vorgehalten werden kann. Soweit darüber hinaus Kapazitätsbedarf besteht, lässt sich dieser über eine Erweiterung des Regenergiemarktes hin zu einer strategischen Reserve sicherstellen.

Das Modell der GEODE für ein neues Strommarktdesign beruht demnach auf einem wettbewerbsorientierten Ansatz: Anstelle eines zentralen Organisators eines „Kapazitätsmarktes“ wird die Nachfrage nach Leistungsvorhaltung marktwirtschaftlich über den Ausgleich der Bilanzkreise generiert. Das Modell fügt sich damit in den europäischen Binnenmarkt Strom und das europäische Beihilfen- und Wettbewerbsrecht nahtlos ein. Ebenfalls berücksichtigt das Modell den verfassungsrechtlich abgesicherten Vertrauensschutz. Im Ergebnis wird das bestehende Stromversorgungssystem so weiter entwickelt, dass die Aufnahme hoher Anteile von Strom aus erneuerbaren Energien technisch und wirtschaftlich möglich ist und zugleich – ohne staatliche Steuerung – für ein ausreichendes Maß an Back-up-Kapazität gesorgt wird.



Im Folgenden werden die aus Sicht der GEODE im Einzelnen erforderlichen Maßnahmen detailliert erläutert.

II. Weiterentwicklung des EEG

1. Ziel: Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien

Forderung GEODE: Koordinierte Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien

Ziel des Gesetzgebers ist es, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 35 % und bis zum Jahr 2050 auf mindestens 80 % zu erhöhen (vgl. § 1 Abs. 2 EEG). GEODE befürwortet einen signifikanten Anstieg des Anteils der erneuerbaren Energien. Die rechtlichen Rahmenbedingungen müssen jedoch so ausgestaltet werden, dass der Ausbau koordiniert erfolgt und dabei die Auswirkungen auf den Strommarkt und die Stromnetze in ausreichendem Maße berücksichtigt werden.

2. Mindestpreissystem versus Quotensystem

Forderung GEODE: Beibehaltung eines Mindestpreissystems

Nach dem EEG hat jeder Anlagenbetreiber Anspruch auf vorrangigen Anschluss seiner Anlage, auf vorrangige Abnahme des Stroms und auf Vergütung des Stroms zu Mindestpreisen. Der Umfang der nach dem EEG geförderten Strommengen hat in den vergangenen Jahren erheblich zugenommen. Aus GEODE-Sicht kann deshalb kein Zweifel bestehen, dass das EEG grundsätzlich ein geeignetes Förderinstrument ist, um die ambitionierten Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien zu erreichen. Dabei führt das EEG zu einer Diversifizierung und Dezentralisierung des Erzeugungsmarkts, was aus wettbewerblicher Sicht sehr zu begrüßen ist. Ein Quotenmodell ist nach Auffassung von GEODE nicht geeignet, die ambitionierten Ziele zu erreichen.

3. Weiterentwicklung des EEG

Allerdings muss das EEG aus Sicht von GEODE weiterentwickelt werden, vor allem mit Blick auf die Marktintegration der erneuerbaren Energien sowie die bislang unzureichende Harmonisierung von Ausbau der Erzeugungsanlagen mit dem Ausbau der Energienetze.

a. EEG-Ausgleichsmechanismus

Forderung GEODE: Weiterentwicklung des bestehenden EEG-Ausgleichsmechanismus



Der EEG-Ausgleichsmechanismus sollte nach Ansicht der GEODE weiterentwickelt, in seinen Grundzügen jedoch nicht verändert werden. GEODE sieht keine Vorteile darin, die rein finanzielle Wälzung wieder – wie bis zum 01.01.2010 – auf eine EEG-Strommengenlieferung umzustellen.

Dies ergibt sich aus folgenden Erwägungen:

Erhalten die Letztversorger die EEG-Strommengen von den Übertragungsnetzbetreibern, so können die Letztversorger auf die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien keinen Einfluss nehmen und damit Erzeugung und Verbrauch nicht aufeinander abstimmen. Denn die Strommengen werden im Rahmen des sog. Horizontalausgleichs „vermischt“ und der Letztversorger weiß nicht, aus welcher EEG-Anlage die abgenommene EEG-Strommenge stammt. Die Kommunikation zwischen Anlagenbetreiber und Abnehmer des Stroms ist nach Ansicht der GEODE bei der Integration der erneuerbaren Energien jedoch unerlässlich.

Zudem müssen *alle* Letztversorger die EEG-Strommengen in ihr Portfolio integrieren. Dies hat beim „alten“ EEG-Ausgleichsmechanismus allein wegen der Prognoseungenauigkeiten im Hinblick auf die Einspeisungen aus erneuerbaren Energien zu hohen Kosten geführt. Denn wenn die Prognosen zu niedrig sind, muss der überschießende Teil verkauft werden. Sind die Prognosen zu hoch angesetzt, müssen Strommengen zugekauft werden. Da die Letztversorger in der Vergangenheit regelmäßig dieselben Prognosen verwendeten, waren die Reaktionen gleichgerichtet. D. h., entweder stieg das Angebot an Strom stark an mit der Folge, dass der Preis absank und die Erlöse für den Strom häufig unter dem Einkaufspreis lagen. Oder die Nachfrage nach Strom erhöhte sich gravierend und der Preis – und damit die Strombezugskosten – stiegen an.

Darüber hinaus steht der EEG-Durchschnittspreis unterjährig nicht fest, so dass mit einem Zeitversatz von etwa einem Jahr umfangreiche Nachberechnungen erforderlich werden. Damit muss gegebenenfalls auf Kunden zugegangen werden, die von dem Letztversorger nicht mehr beliefert werden. Dies kann den Abwicklungsaufwand erheblich erhöhen.

Wird bei der Ausweisung der Differenzkosten auf die durchschnittlichen Strombezugskosten abgestellt – wie dies § 54 Abs. 1 EEG 2009 vorgab –, so offenbart der Letztversorger damit indirekt sein Strombezugskosten. Denn anhand der Eingangsgrößen „EEG-Durchschnittspreis“ und „EEG-Quote“ können diese Kosten errechnet werden. Zudem unterscheiden sich die Differenzkosten von Letztversorger zu Letztversorger, da die Strombezugskosten der Letztversorger unterschiedlich hoch sind. Wird für die Ermittlung der Differenzkosten ein Börsenpreis verwendet, wie dies § 54 Abs. 2 EEG 2009 ermöglichte, können



zwar die tatsächlichen Strombezugskosten des Letztversorgers nicht ermittelt werden. Allerdings ist damit nicht sichergestellt, dass der Letztversorger die ihm tatsächlich entstanden Mehrkosten aus dem EEG über die Differenzkosten an den Kunden weitergeben kann.

Mit der Rückkehr zum „alten“ EEG-Ausgleichsmechanismus würde sich auch die „EEG-Belastung“ im Vergleich zum derzeitigen EEG-Umlagesystem nicht wesentlich ändern. Denn die Letztversorger werden die Mehrbelastungen an die Kunden weitergeben müssen. Diese „EEG-Belastung“ ergibt sich in der Regel aus der auf alle gelieferten Strommengen verteilten anteiligen Differenz zwischen dem EEG-Durchschnittspreis und den tatsächlichen Strombezugskosten. Erreichen die tatsächlichen Strombezugskosten den Spotmarktpreis, entsprechen die Differenzkosten – verkürzt gesagt – der EEG-Umlage. Vermutlich werden sich die tatsächlichen Strombezugskosten nicht wesentlich von den Spotmarktpreisen unterscheiden. Denn allein die Gestaltung des EEG-Ausgleichsmechanismus ändert nichts daran, dass das Angebot von Strom aus erneuerbaren Energien zeitweise stark ansteigt. Da sich die Nachfrage nicht ändert, führt dies insgesamt zu einem Absinken des Preises.

Sollte zusätzlich noch, wie teilweise ebenfalls gefordert, eine „Ist-Weitergabe“ erfolgen – also eine Weitergabe der EEG-Strommengen entsprechend der Einspeisung in der jeweiligen Viertelstunde –, müssten die Letztversorger dieses Profil in ihr Portfolio integrieren. Es erscheint nach Auffassung der GEODE sehr fraglich, ob die erforderlichen Informationen über die Einspeisung (z. B. Prognosen) so zeitnah weitergegeben werden können, dass eine entsprechende Integration möglich ist.

b. Ausbaupfad für erneuerbare-Energien

Forderung GEODE: Ausbaupfad für erneuerbare Energien vorgeben

Derzeit erfolgt kein koordinierter Ausbau der erneuerbaren Energien. Dies ist u.a. auch deshalb nachteilig zu beurteilen, da der Netzausbau nicht so schnell vorangetrieben werden kann, wie der Zuwachs an erneuerbaren Energien voranschreitet. Entsprechendes gilt im Hinblick auf die Entwicklung von fossilen Kraftwerkskapazitäten, die für die Aussteuerung der fluktuierenden Einspeisungen weiter benötigt werden.

Denkbar wäre nach Ansicht der GEODE ein Ausschreibungsverfahren für EEG-Anlagen ab einer bestimmten Größe. Im Rahmen dieser Ausschreibung werden für jede erneuerbare Energie und für verschiedene Größenklassen Mengenkontingente mit einem entsprechenden zeitlichen Vorlauf ausgeschrieben. Dabei muss insbesondere sichergestellt werden, dass die Projekte später auch umgesetzt werden (z. B. durch Hinterlegung einer Sicherheits-



leistung) und dass möglichst vielen verschiedenen Akteuren die Möglichkeit eröffnet wird, EEG-Projekte umzusetzen.

c. Höhe der EEG-Vergütungen

Forderung GEODE: EEG-Vergütungen an Kostenentwicklung laufend anpassen

Nach Auffassung der GEODE ist sicherzustellen, dass die EEG-Vergütungen der Kostenentwicklung entsprechend laufend angepasst werden, um eine Überförderung zu verhindern. Aufgrund der Erfahrungen in der Vergangenheit ist dieser Aspekt nach Ansicht der GEODE von sehr hoher Priorität. Da die EEG-Umlage u.a. durch die Differenz zwischen EEG-Vergütung und Spotmarktpreis bestimmt wird, hat eine Absenkung der EEG-Vergütungen einen tendenziell absenkenden Effekt auf die EEG-Umlage. Auch für die Akzeptanz des EEG in der Bevölkerung wird dies von Bedeutung sein.

Das im Rahmen der Mengensteuerung bereits erwähnte Ausschreibungsverfahren könnte geeignet sein, die Gestehungskosten für die jeweilige erneuerbare Energie und die jeweilige Größenklasse zu ermitteln. Die Vergütungssätze für kleinere Anlagen könnten anhand pauschaler Aufschläge auf die ermittelten Gestehungskosten für große Anlagen bestimmt werden. Dabei kann auf die derzeit vorgegebene Differenzierung im EEG zurückgegriffen werden. Die Größendifferenzierung ist nach Auffassung der GEODE unbedingt erforderlich, um auch eine dezentrale Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu gewährleisten.

d. Marktintegration

Forderung GEODE: Verbesserte Marktintegration der erneuerbaren Energien

Erforderlich ist eine bessere Marktintegration der erneuerbaren Energien.

Wird der Strom „außerhalb“ des EEG vermarktet (sog. Direktvermarktung), könnten die Erlöse maximiert werden, wenn der Strom in Zeiten hoher Nachfrage erzeugt wird. Wie sich in der Vergangenheit gezeigt hat, erfolgt eine solche zeitliche Verlagerung jedoch nicht in dem gewünschten Maße und die Erzeugung wird auch bei niedrigen Preisen nicht reduziert. Grund dafür ist zum einen, dass eine zeitliche Verlagerung bei fluktuierenden erneuerbaren Energien derzeit noch nicht möglich ist. Zum anderen liegen die Grenzkosten bei Wind- und Photovoltaikanlagen nahezu bei Null, so dass auch bei sehr niedrigen Preisen Deckungsbeiträge generiert werden und sich damit ein „Durchfahren“ der Anlage finanziell lohnt. Auch können bei der Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell letztlich Erlöse in Höhe der „vollen“ EEG-Vergütung durch einen Verkauf über die Börse abgesichert werden – vo-



rausgesetzt, die „Vermarktungskosten“ können über die Managementprämie refinanziert werden. Die Höhe des Börsenpreises spielt dabei nur eine untergeordnete Rolle, da dem Anlagenbetreiber immer die Differenz zwischen EEG-Vergütung und Börsenpreis ausgezahlt wird. Ist der Börsenpreis sehr niedrig, erhöht sich der auszahlende Differenzbetrag zur EEG-Vergütung entsprechend. Damit ist festzustellen: Auch bei der Direktvermarktung bleiben derzeit physikalische Verstetigungseffekte aus.

Grundsätzlich ist die Direktvermarktung bei entsprechender Ausgestaltung jedoch nach Ansicht der GEODE ein zentrales Element für die Marktintegration.

Forderung GEODE: Direktvermarktung forcieren

Um die Marktintegration der erneuerbaren Energien zu verbessern, sollten Anlagenbetreiber nach Auffassung der GEODE verpflichtet werden, Strom aus ihren Anlagen direkt zu vermarkten. Dabei muss die Direktvermarktung so forciert werden, dass die Anlagenbetreiber ihren Strom – soweit möglich – nachfragegesteuert vermarkten.

Der Vorteil der Direktvermarktung ist nach Ansicht der GEODE darin zu sehen, dass der Anlagenbetreiber auf der einen und der Käufer des Stroms auf der anderen Seite miteinander kooperieren können. Bei einer bundesweiten Wälzung der EEG-Strommengen über die Übertragungsnetzbetreiber hin zu den Letztversorgern ist dies – wie bereits erwähnt – nicht möglich. Um Erzeugung und Verbrauch aufeinander abzustimmen und damit die Bilanzkreise ausgeglichen zu halten, bestehen mehrere Möglichkeiten:

In den Viertelstunden, in denen nicht ausreichend Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien zur Verfügung steht, müssen entsprechende fossil oder mit erneuerbaren Energien – z. B. Biogasanlagen – betriebene „Back-up-Kapazitäten“ bereitgehalten werden. Denkbar wäre auch, dass das Abnahmeverhalten in diesen Viertelstunden reduziert wird, um den Bedarf zu decken (sog. Demand-Side-Management). Wird in einer Viertelstunde zu viel Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt, muss die Erzeugung reduziert, der überschüssige Strom gespeichert oder weiterverkauft oder das Abnahmeverhalten angepasst werden.

Da Anlagenbetreiber für den Strom aus erneuerbaren Energien insgesamt gesehen einen höheren Preis erzielen werden, wenn die Lieferung entsprechend besichert ist, könnten sich auf Seiten der Anlagenbetreiber auch Zusammenschlüsse mit fossil betriebenen Anlagen ergeben (Kombi-Kraftwerke): Der „Mischpreis“ aus günstigem Strom und insoweit ungesicherter Leistung der erneuerbaren Energien auf der einen und aus teurem Strom und insoweit gesicherter Leistung auf der anderen Seite könnte möglicherweise auch dazu beitragen,



dass sich für die erneuerbaren Energien letztlich Grenzkosten ergeben, die oberhalb von Null liegen und damit zu einer Stabilisierung der Marktpreise führen. Eine verpflichtende Besicherung von Strom aus erneuerbaren Energien, wie dies teilweise vorgeschlagen wird, ist nach Ansicht der GEODE nicht zielführend. Denn eine Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch kann beispielsweise auch auf Seiten des Käufers erfolgen, z.B. durch abschaltbare Lasten, Stromspeicher etc. Diese Gestaltungsspielräume sollten nicht durch starre Regelungen eingeschränkt werden.

Der Ausgleich des jeweiligen Bilanzkreises sollte nach Auffassung der GEODE auch in Zukunft primäres Ziel sein und der Einsatz von Regelleistung zur Aussteuerung der Netze lediglich eine „Rückfallposition“ darstellen.

Forderung GEODE: Strom aus Neuanlagen muss direktvermarktet werden

Um die Marktintegration der erneuerbaren Energien voranzutreiben, sollten nach Auffassung der GEODE Betreiber von Neuanlagen verpflichtet werden, den gesamten erzeugten Strom direkt zu vermarkten. Diese Verpflichtung sollte allerdings mit einer entsprechenden Modifikation des Marktprämienmodells flankiert werden (vgl. dazu unten).

Forderung GEODE: Pflicht zur Direktvermarktung in verfassungsrechtlich zulässiger Weise auch für alle Altanlagen einführen

Um auch die Marktintegration von Strom aus Altanlagen zu forcieren, sollte nach Ansicht der GEODE für Altanlagen eine Verpflichtung zur Direktvermarktung eingeführt werden. Mit der Einbeziehung von Altanlagen wird zudem gewährleistet, dass die Nachfrage nach Dienstleistungen für die Integration von erneuerbaren Energien erhöht und damit auch die Einführung eines Kapazitätsmarktes erleichtert wird (vgl. dazu ausführlich unter III.). Anlagenbetreiber von Altanlagen haben hierdurch die Möglichkeit, von der weiterentwickelten Direktvermarktung im EEG zu profitieren. Sie können sich am Markt einen Direktvermarkter suchen, welcher den Strom abnimmt und versucht, diesen so effizient wie möglich zu vermarkten. Das Gesamtsystem profitiert von einer intelligenten Vermarktung der Strommengen durch Direktvermarkter, die hierdurch angeregt wird.

Der Vertrauensschutz der Anlagenbetreiber von Altanlagen auf die bisherige EEG-Vergütung wird dadurch gewährleistet, dass die Anlagenbetreiber den Strom in jedem Fall auch an einen Grundabnehmer liefern können und – wie auch bei einem Verkauf an einen Direktvermarkter – Vergütungszahlungen an den Anlagenbetreiber in Höhe der EEG-Vergütung erfolgen (vgl. dazu sogleich).



Forderung GEODE: Ergänzung der Direktvermarktung bei kleinen Altanlagen durch einen Grundabnehmer

Angesichts der Tatsache, dass die langfristige Gewährung von festen Vergütungssätzen für den eingespeisten Strom der wesentliche Grund für den Erfolg des EEG ist und der Schutz des damit verbundenen Vertrauens auch verfassungsrechtlich abgesichert ist, muss eine entsprechende Verpflichtung zur Direktvermarktung für Altanlagen so ausgestaltet werden, dass verfassungsrechtliche Bedenken von vornherein nicht Raum greifen können. Dies soll nach dem Vorschlag der GEODE u. a. dadurch sichergestellt werden, dass Betreiber von kleinen Altanlagen auch nach Einführung einer verpflichtenden Direktvermarktung dann, wenn sie keinen Direktvermarkter finden, eine sichere „Rückfallposition“ haben. Dies wird dadurch gewährleistet, dass ein Stromhändler als sogenannter „Grundabnehmer“ sämtliche in seinem Verantwortungsbereich eingespeisten Strommengen aufnimmt, für welche diese Anlagenbetreiber keinen Direktvermarkter vertraglich eingeschaltet haben. Hier entsteht daher – ähnlich wie bei der Grundversorgung, aber auch wie bislang im EEG zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber – automatisch ein gesetzliches Schuldverhältnis zwischen Anlagenbetreiber und Grundabnehmer. Sollte der Grundabnehmer in seltenen Fällen ausfallen, könnte es bei kleinen Altanlagen als zweite „Rückfallposition“ bei der Verpflichtung der bisherigen Netzbetreiber zum Kauf des Stroms bleiben, um auch diesbezügliche Zweifel an der Vereinbarkeit mit dem Vertrauensschutz auszuräumen.

Der Grundabnehmer ist gesetzlich verpflichtet, Betreibern von Altanlagen für den eingespeisten Strom eine Vergütung ausbezahlen, die letztlich einen Zufluss von Einspeisevergütungen in der bisherigen Höhe gewährleistet. Denkbar wäre, dass der Grundabnehmer einen festgelegten Preis zahlt und der Netzbetreiber die Differenz zur EEG-Vergütung ausgleicht. Hiermit wird dem Vertrauen der Betreiber von Altanlagen auf die bestehende Rechtslage Rechnung getragen.

Für die Rolle der Grundabnehmer bieten sich zunächst die derzeitigen Grundversorger an – diese stehen im Markt und können Vermarktungstätigkeiten deutlich besser ausführen als Netzbetreiber. Bei der Ausgestaltung ist darauf zu achten, dass den Grundversorgern keine Nachteile aus ihrer neuen Aufgabe erwachsen und ihnen Möglichkeiten gegeben werden, eine effiziente Direktvermarktung der EEG-Strommengen durchzuführen. Denkbar wäre, dass der Grundabnehmer anstelle des Anlagenbetreibers eine der derzeitigen sog. Managementprämie vergleichbare Vergütung vom Netzbetreiber erhält.



Forderung GEODE: Keine Vermarktung der EEG-Strommengen durch Übertragungsnetzbetreiber

Nach Ansicht der GEODE sollen Übertragungsnetzbetreiber nicht als Vermarkter des Stroms aus EEG-Anlagen agieren. Denn diese Aufgabe ist dem Vertrieb und nicht dem Netzbereich zuzuordnen. Bei einer vollständigen Direktvermarktung – wie von GEODE vorgeschlagen – wird dieses Ziel erreicht. Denn der Netzbetreiber muss keine EEG-Strommengen abnehmen, so dass diese auch nicht mehr über den EEG-Ausgleichsmechanismus an die Übertragungsnetzbetreiber weitergereicht und von diesen an der Börse vermarktet werden müssen. Im Gesamtsystem wird dieser Vorschlag nach Einschätzung der GEODE die Kosten der Förderung der erneuerbaren Energien insgesamt deutlich senken. Denn sämtliche Strommengen aus EEG-Anlagen werden zukünftig marktgetrieben veräußert. Hierdurch haben die Akteure schon selbst einen Anreiz zur bestmöglichen Vermarktung. Die im heutigen System bestehenden Nachteile durch die Vermarktung sämtlicher EEG-Strommengen durch die Übertragungsnetzbetreiber und über den Spotmarkt werden durch diesen Vorschlag der GEODE vermieden.

Forderung GEODE: Marktprämienmodell modifizieren

Das derzeitige EEG kennt drei Formen der Direktvermarktung: Die Direktvermarktung im sog. Marktprämienmodell, die Direktvermarktung zur Reduzierung der EEG-Umlage und die sonstige Direktvermarktung (vgl. § 33b EEG). Nach Ansicht der GEODE ist insbesondere eine Modifikation des Marktprämienmodells geeignet, auch zukünftig wichtige Anreize zu setzen und gleichzeitig eine Belastung des EEG-Ausgleichsmechanismus zu begrenzen.

Forderung GEODE: Managementprämie laufend anpassen

Im Hinblick auf das Marktprämienmodell ist nach Ansicht der GEODE unbedingt darauf zu achten, dass die sog. Managementprämie – der eine Teil der Marktprämie – nicht zu hoch bemessen ist, um Mitnahmeeffekte zu vermeiden. Die mit der Managementprämienverordnung vorgenommene Absenkung der Prämie für fluktuierende Einspeisungen ist insoweit grundsätzlich zu begrüßen.

Forderung GEODE: Gleitende Prämie für Neuanlagen „decken“

Die sog. gleitende Prämie als der andere Teil der Marktprämie ist – verkürzt gesagt – die Differenz zwischen der „vollen“ EEG-Vergütung und dem durchschnittlichen Spotmarktpreis. Damit wird sichergestellt, dass der Anlagenbetreiber letztlich die „volle“ EEG-Vergütung für



den verkauften Strom erhält, wenn er mindestens den Spotmarktpreis erzielt und über die Managementprämie seine „Vermarktungskosten“ decken kann.

Die Einbeziehung des Spotmarktpreises ist insoweit nachteilig zu beurteilen, als dass dieser Preis umso stärker absinkt, je mehr Strom aus erneuerbaren Energien über den Spotmarkt vermarktet wird. Dies führt zu einer Erhöhung der gleitenden Prämie und damit zu einer stärkeren Belastung der EEG-Umlage.

Um diesem nachteiligen Effekt entgegen zu wirken, sollte nach Auffassung der GEODE die gleitende Prämie für Neuanlagen – nicht für Altanlagen – „gedeckelt“ werden: Für die Berechnung der gleitenden Prämie wird ein Referenzpreis festgesetzt, der die Untergrenze für den in der Berechnung anzusetzenden Spotmarktpreis bildet. Dieser Referenzpreis kommt also immer dann zum Tragen, wenn der Spotmarktpreis unter den Referenzpreis sinkt. Mit dieser „Deckelung“ kann vorgegeben werden, wie hoch die Belastung der EEG-Umlage je Kilowattstunde direktvermarktetem Strom durch die gleitende Prämie maximal ausfallen kann.

Sinkt der Spotmarktpreis so stark ab, dass der Referenzpreis unterschritten wird, kann der Anlagenbetreiber wie folgt reagieren: Entweder er reduziert die Einspeisung. Dies würde bei gleichbleibender Nachfrage zu einem Anstieg des Spotmarktpreises führen. Oder er setzt die Einspeisung fort, nimmt in der Summe aber eine geringere EEG-Vergütung in Kauf und der Spotmarktpreis sinkt weiter ab. Letzteres muss volkswirtschaftlich nicht nachteilig sein. Denn solange der Spotmarktpreis über Null liegt, werden noch vorhandene Nachfrager zu einem günstigen Preis befriedigt ohne die EEG-Umlage weiter zu belasten. Die Festlegung eines Referenzpreises stellt sicher, dass die gleitende Prämie wie bislang je nach erneuerbarer Energie und je nach Anlagengröße unterschiedlich hoch ausfällt, was nach Auffassung der GEODE zu begrüßen ist.

Gegenüber einer starren gleitenden Prämie, die auch für jede erneuerbare Energie und Größenklasse vorgesehen werden könnte und die teilweise auch vorgeschlagen wird, hat eine „gedeckelte“ gleitende Prämie den Vorteil, dass die Prämie theoretisch auch auf Null Cent pro Kilowattstunde absinken könnte. Dies wäre der Fall, wenn der Spotmarktpreis der „vollen“ EEG-Vergütung entsprechen würde. In der Regel liegen die EEG-Vergütungen derzeit zwar über dem Spotmarktpreis. Zukünftig können die Gestehungskosten – und damit auch die EEG-Vergütungen – jedoch auch so stark absinken, dass sich entsprechende Fallkonstellationen ergeben können.



Um zu verhindern, dass eine Einspeisung auch bei negativen Preisen erfolgt, sollte die gleitende Prämie auf Null gesetzt werden, wenn der Spotmarktpreis auf unter Null Cent pro Kilowattstunde absinkt. Denn ansonsten besteht die Gefahr, dass der Anlagenbetreiber die Einspeisung erst dann stoppt, wenn die gleitende Prämie durch den negativen Erlös aufgezehrt ist.

Forderung GEODE: Marktprämie durch Kapazitätskomponente ergänzen

Bei einer „Deckelung“ der gleitenden Prämie für den eingespeisten Strom kann für den eingespeisten Strom letztlich nicht die „volle“ EEG-Vergütung in Anspruch genommen werden, wenn der Marktpreis unter den Referenzpreis absinkt. Angesichts der Tatsache, dass die EEG-Vergütungen so konzipiert sind, dass Errichtung und Betrieb der Anlage über den Vergütungszeitraum hinweg refinanziert werden können, würde mit dieser „Deckelung“ möglicherweise die Refinanzierung bei solchen Anlagen in Frage gestellt werden, welche die Erzeugung (noch) nicht zeitlich verlagern können. Dies betrifft die fluktuierenden Einspeisungen Wind und Photovoltaik. Dies könnte verhindert werden, indem zusätzlich zu der auf die Arbeit bezogenen gleitenden Prämie jährlich eine Kapazitätskomponente für die bereitgestellte Leistung gewährt wird. Dabei muss jedoch sichergestellt werden, dass ausreichend Anreize für eine marktangepasste Betriebsweise der Anlage gesetzt werden.

Die gleitende Prämie könnte zudem dadurch abgesenkt werden, dass dem Anlagenbetreiber entgegen der derzeitigen Rechtslage die Möglichkeit eröffnet wird, den Strom als Strom aus erneuerbaren Energien zu verkaufen. Da die Erlöse für den Strom dadurch erhöht werden können, könnte die gleitende Prämie um die Höhe des Werts der „Grünheit“ reduziert werden.

e. Netzintegration

Der zunehmende Anteil der erneuerbaren Energien erfordert erhebliche Netzausbaumaßnahmen, sowohl auf der Übertragungs- als auch auf der Verteilernetzebene. Der Netzausbau kann derzeit nicht mit dem Tempo Schritt halten, in dem der Zuwachs an EEG-Anlagen erfolgt.

Forderung GEODE: Vorausschauender Netzausbau muss durch angemessene Weiterentwicklung der Regulierungsvorschriften ermöglicht werden

Nach Ansicht der GEODE muss sichergestellt werden, dass die Netze so ausgebaut werden, dass all die Standorte erschlossen werden, die aus naturräumlicher Sicht zur Erzeugung von



Strom aus erneuerbaren Energien geeignet sind. Dies betrifft beispielsweise windhöfliche Regionen. Es wäre nicht zielführend, allein den derzeitigen Netzausbauzustand heranzuziehen und Anreize zur Errichtung von EEG-Anlagen an den Standorten zu schaffen, an denen ohne zusätzliche Netzausbaumaßnahmen derzeit der gesamte erzeugte Strom aufgenommen werden kann. Erforderlich ist also auch die Möglichkeit eines „vorausschauenden“ Netzausbaus. Dabei muss allerdings sichergestellt werden, dass die dabei entstehenden Kosten von den Netzbetreibern in die Netzentgelte „eingepreist“ werden können.

§ 5 Abs. 3 EEG könnte derzeit die Möglichkeit eröffnen, einen solchen vorausschauenden Netzausbau anlässlich eines konkreten Netzanschlussbegehrens vorzunehmen. Danach hat der Netzbetreiber das Recht, dem Anlagenbetreiber einen anderen als den gesetzlichen oder vom Anlagenbetreiber gewünschten Netzverknüpfungspunkt zuzuweisen. In diesem Fall muss er jedoch die Netzausbaukosten und die sich dem Anlagenbetreiber entstehenden Mehrkosten tragen. Die Zuweisung eines anderen Verknüpfungspunktes bietet sich an, wenn absehbar ist, dass nicht nur die konkret angefragte Anlage in dem Netzbereich angeschlossen werden muss, sondern mit einer Vielzahl anderer Anlagen zu rechnen ist. Dies dürfte beispielsweise der Fall sein, wenn in einem windhöflichen Gebiet 40 Anlagen errichtet werden könnten, zunächst aber nur 20 Anlagen errichtet werden sollen. Es würde sich anbieten, das Netz und den Netzanschluss von vornherein so auszurichten und zu dimensionieren, dass Strom aus 40 Anlagen aufgenommen werden kann. Denn zum einen dürfte dieses Vorgehen insgesamt gesehen kostengünstiger sein als die Netzverstärkung „scheibchenweise“ vorzunehmen. Zum anderen ist das Netz bei Anschluss der 20 weiteren Anlagen bereits fertig ausgebaut, so dass von Anfang an der gesamte erzeugte Strom abgenommen werden kann. Kosten für eine Entschädigung aufgrund von Einspeisemanagementmaßnahmen (vgl. §§ 11 Abs.1; 12 EEG), die wie die Netzausbaukosten von den Netzkunden zu tragen wären, entstünden dann nicht.

Derzeit bestehen allerdings Rechtsunsicherheiten, ob diese Kosten in die Netzentgelte Eingang finden können. Denn es könnte argumentiert werden, dass nur die für den Anschluss der konkreten Anlage zum aktuellen Zeitpunkt erforderlichen Kosten an die Netzkunden weitergereicht werden können. Nach Ansicht der GEODE muss sowohl im EEG und auch in der ARegV klar geregelt werden, dass Kosten für einen vorausschauenden Netzausbau in die Netzentgelte Eingang finden können.

Allerdings muss verhindert werden, dass das Netz ertüchtigt wird, aber die erwarteten Anlagen nicht errichtet werden. Im Bereich der Windenergie könnten in den Raumordnungsplänen der Länder ausgewiesene Eignungsgebiete ein Indiz für die zukünftige und erwartbare



Entwicklung sein. Netzbetreiber müssten diese Planungen bei einem vorausschauenden Netzausbau zugrunde legen.

Forderung GEODE: Anreize zur lastnahen Erzeugung setzen

Problematisch ist daneben, dass EEG-Anlagen teilweise an Standorten errichtet werden, die weit vom Ort des Verbrauchs entfernt sind. Dies kann zu hohen Netzausbaukosten führen. Dabei ist allerdings zu bedenken, dass naturräumliche Gegebenheiten – Wind, Verfügbarkeit von Biomasse – häufig dazu führen, dass ein räumliches Zusammenführen von Erzeugung und Verbrauch ausgeschlossen ist. Gleichwohl sollten nach Ansicht der GEODE Anreize gesetzt werden, um vorhandene Spielräume zu nutzen. Da die Anlagenbetreiber den Standort der Anlage bestimmen und Netzbetreiber insoweit nur reagieren können, muss dieser Anreiz auf Seiten der Anlagenbetreiber gesetzt werden. So könnte ein Dezentralitäts-Bonus gewährt werden, wenn der gesamte erzeugte Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Erzeugung verbraucht werden kann. Aus Gründen der Rechtsicherheit sollten hier klare Entfernungen vorgegeben werden, die beispielsweise von der Größe der Anlage abhängen. Zudem stellen sich große Herausforderungen im Hinblick auf die räumliche Verteilung der Erzeugung. Angesichts der Lastverteilung ist es wünschenswert, den Ausbau der Windenergie in Süddeutschland zu forcieren. Weiterführend könnte auch hier der Dezentralitäts-Bonus sein.

Forderung GEODE: Schnellere Refinanzierung der Netzausbaukosten

Die derzeitige Ausgestaltung der Anreizregulierung bedarf einer grundlegenden Reform, damit die Netzbetreiber mit der zu errichtenden Infrastruktur angemessene Renditen erzielen können und der notwendige Netzausbau ermöglicht wird. Angesichts der hohen Kosten, die mit dem Netzausbau verbunden sind, muss eine schnellere Refinanzierung als bisher sichergestellt werden, insbesondere um die Vorfinanzierungskosten zu reduzieren. Die Vorgaben in der ARegV müssen aus diesem Grund geändert werden. GEODE wird ein Konzept zur Weiterentwicklung der Regulierung vorlegen, das internationale Erfahrungen berücksichtigt.

III. Einführung eines neuen Strommarktdesigns

1. Notwendigkeit eines neuen Strommarktdesigns

Ein wesentliches Merkmal des aktuell bestehenden Stromerzeugungsmarktes in Deutschland ist, dass ein wachsender Anteil dieses Marktes – die gesamte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – nicht am Wettbewerb teilnimmt. Der erzeugte EEG-Strom wird von



den Übertragungsnetzbetreibern abgenommen und auf dem Spotmarkt verkauft. Die grundsätzlich willkommene, zunehmende Einspeisung von EEG-Strom führt somit dazu, dass die durch konventionelle Kraftwerke zu erbringende Residuallast in der Menge und im Preis reduziert wird, ohne dass die Kraftwerksleistung wesentlich weniger wird. Mit anderen Worten wird die Möglichkeit, konventionelle Kraftwerke profitabel zu betreiben, durch den zunehmenden Ausbau von EEG-Erzeugungsanlagen verringert, ohne dass die Notwendigkeit des Bestehens von flexiblen Back-up-Kapazitäten ebenfalls verringert würde. Durch den weiteren Zubau von EEG-Erzeugungsanlagen werden diese Probleme verschärft. GEODE ist der Ansicht, dass beides – weiterer Ausbau der erneuerbaren Energien bis hin zu den vom Gesetzgeber vorgesehenen Ausbauzielen und wirtschaftlich profitabler Bau und Betrieb der notwendigen konventionellen Erzeugungsanlagen – möglich sein muss.

Aus diesem Grund schlägt die GEODE ein neues Strommarktdesign vor, mit dem die aktuell bestehenden Probleme überwunden und stabile Rahmenbedingungen für Investitionen in konventionelle Stromerzeugungsanlagen geschaffen werden.

Zunächst möchte die GEODE an dieser Stelle jedoch auch noch darauf hinweisen, dass die momentan in Deutschland bestehenden Kraftwerkskapazitäten zumindest bis zum Ende des Jahrzehnts keinen Anlass zu Sorge geben. Im Gegenteil besteht auf dem deutschen Stromerzeugungsmarkt eine Überkapazität an zur Verfügung stehender Leistung. Das niedrige Niveau der Strompreise dürfte zu einem nicht unerheblichen Teil (neben der Einspeisung von EEG-Strommengen mit Grenzkosten von annähernd Null) auch aus diesem Überangebot herrühren. Der zu erwartende Kapazitätsabbau durch Stilllegung von Altanlagen ist grundsätzlich zu begrüßen. Auch er wird einen Beitrag dazu leisten, dass verbleibende Kraftwerke einen angemessenen Deckungsbeitrag erwirtschaften können.

2. Entstehung eines neuen Strommarktdesigns durch vollständige Integration der EEG-Strommengen

Forderung GEODE: Vollständige Direktvermarktung der EEG-Strommengen

Nach Ansicht der GEODE soll die Direktvermarktung so forciert werden, dass die EEG-Anlagenbetreiber ihren Strom möglichst vollständig direkt vermarkten müssen. Das GEODE-Modell für ein neues Strommarktdesign soll damit – im Gegensatz zu vielen anderen aktuell diskutierten Kapazitätsmarktmodellen – im Ausgangspunkt nicht über die Kapazitätsermittlung und -festlegung durch eine zentrale Instanz operieren, sondern durch die Dynamik der Nachfrageseite getrieben sein. Der Wettbewerb auf dem Stromerzeugungsmarkt soll dafür sorgen, dass genügend Anreize für den Bau und Betrieb flexibler Back-up Kapazitäten ge-



setzt werden. Ein solches Modell hat den großen Vorteil, dass einer Einführung keine europarechtlichen Bedenken entgegenstehen. Ein System, das allein über die vollständige Direktvermarktung für ausreichende Anreize zu Schaffung und Betrieb von konventionellen Back-Up-Kapazitäten setzt, bedarf keiner staatlichen oder zentral gesteuerten Kapazitätzahlungen, die beihilferechtliche Bedenken hervorrufen könnten. Es entsteht gerade kein behördlich gesteuerter Kapazitätsmarkt, der die jeweiligen Unterschiede der nationalen Elektrizitätsmärkte der EU-Mitgliedstaaten vertiefen könnte. Vielmehr sorgt das Modell dafür, dass es zu einem „Mehr“ an Wettbewerb kommt. Im Ergebnis beeinträchtigt das GEODE-Modell den Binnenmarkt Strom nicht, sondern – im Gegenteil – fördert dessen Verwirklichung.

Die von GEODE geforderte vollständige Integration von EEG-Strommengen durch eine umfassende Verpflichtung von EEG-Anlagenbetreibern zur nachfragegesteuerten Direktvermarktung ist hierfür die richtige Stellschraube.

Pflicht zum Bilanzkreisausgleich führt zu Kapazitätsmarkt

GEODE geht davon aus, dass die vollständige Direktvermarktungspflicht erhebliche Anreize für die Vorhaltung von sicherer und flexibel einsetzbarer, konventioneller Kapazität setzt. Der Ausgleichs- und Beschaffungstätigkeit der Bilanzkreisverantwortlichen kommt damit zentrale Bedeutung zu. Indem alle in Deutschland produzierten EEG-Strommengen unmittelbar in die Händlerbilanzkreise der direkt erwerbenden Händler eingestellt werden (bzw. für kleine Anlagen in die Bilanzkreise der Grundabnehmer), erhöht sich deren Prognose- und Ausgleichspflicht. Die Pflicht, die Ausgeglichenheit des eigenen Bilanzkreises zu gewährleisten, sorgt dafür, dass die Bilanzkreisverantwortlichen ihre Prognose- und Beschaffungstätigkeit erheblich optimieren müssen. Denn Bilanzkreisverantwortliche können und müssen Vorsorge treffen, den Bilanzausgleich gewährleisten zu können.

Dadurch steigert sich die Nachfrage für:

- sicher zur Verfügung stehende und flexible Kapazität aus konventionellen Anlagen;
- Kombi-Produkte aus volatilen EEG-Strommengen und sicher zur Verfügung stehender konventioneller Kapazität;
- eine regelbare Kundenabnahme.

Die Förderung von flexibler konventioneller Kapazität, die Setzung von Anreizen zur bedarfsgerechten Einspeisung von EEG-Strommengen und die Begünstigung der Regelbarkeit



der Kundenabnahme werden für die Stabilisierung der elektrischen Netze dringend benötigt. Durch die Ausgleichstätigkeit der Bilanzkreisverantwortlichen sind in allen drei Bereichen positive Effekte auf rein marktwirtschaftlichem Weg zu erreichen. Im Wettbewerb konkurrieren Direktvermarkter um das beste Portfolio. Sie werden daher eine verstärkte Nachfrage nach neuen Kapazitätsprodukten in Kombination mit bewährten Instrumenten schaffen. So können sich Bilanzkreisverantwortliche z. B. Speicherprodukten, flexibel einsetzbarer Back-up-Kapazität oder Kombi-Produkten (Zusammenschlüsse von EEG-Anlagen und konventionellen Anlagen) bedienen. Weitere Optionen sind Abschaltvereinbarungen mit Betreibern von EEG-Anlagen, unterbrechbare Stromlieferverträge oder sonstige Steuerbarkeitsvereinbarungen mit Endkunden (wodurch das Demand-Side-Management Potential ausgeschöpft werden kann).

Im Ergebnis erhalten die Vorhaltung von konventionellen Kapazitäten und die Steuerbarkeit von EEG-Erzeugungsanlagen einen Preis und werden damit handelbar. Die Befriedigung der Nachfrage nach sicherer Kapazität wird zu einer Bepreisung jeglicher Kapazitätsvorhaltung führen und damit langfristig – ohne zentrale behördliche oder staatliche Intervention – einen umfassenden Kapazitätsmarkt schaffen.

Forderung GEODE: Übertragungsnetzbetreiber übernehmen wieder ihre eigentliche Aufgabe als Netzbetreiber

Die vollständige Direktvermarktung befreit die Übertragungsnetzbetreiber von systemfremden Handelstätigkeiten. Die Handelstätigkeit der Übertragungsnetzbetreiber entsprach nie der originären Aufgabe von Netzbetreibern. Die Aufgabe von Übertragungsnetzbetreibern ist vielmehr der Betrieb von Übertragungsnetzen, die Energieübertragung und die Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems. Die Abnahme und Vermarktung von EEG-Strommengen an der Börse ist hingegen Aufgabe der Stromhändler. Die Rücknahme der Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber zu Abnahme und Vermarktung von fluktuierenden EEG-Strommengen führt also dazu, dass sich die Übertragungsnetzbetreiber wieder ihrer eigentlichen Aufgabe als Netzbetreiber widmen können.

3. Notwendigkeit und Eckpunkte einer ergänzenden strategischen Reserve

Unter der Prämisse, dass sämtliche Bilanzkreisverantwortliche ihren Ausgleichspflichten vollständig nachkommen, besteht definitionsgemäß kein Bedarf für Reservekapazitäten mehr. Der Regelenergiebedarf würde daher auf die Höhe von rein stochastischen Schwankungen zurückgehen. Als Versicherung für den Fall der Nichterfüllung dieser Pflichten und



als Puffer für Schwankungen während einer Übergangsphase, bietet sich dennoch die ergänzende Einführung einer strategischen Reserve an. Der bereits bestehende Regelenergiemarkt bietet hierfür die geeignete Grundlage. Im Kern entspricht die Funktion des Regelenergiemarktes – Vorhaltung und Beschaffung von Leistung, die im Notfall eingesetzt werden kann, um das Leistungsgleichgewicht in der jeweiligen Regelzone aufrecht zu halten – auch der Funktion einer strategischen Reserve.

Im Regelenergiemarkt werden alle zufälligen Schwankungen ausgeglichen und damit eine Risikovorsorge bereitgestellt, damit das System immer ausreichend Leistung bedienen kann. Der Umfang dieser Risikoabsicherung obliegt nicht den Marktteilnehmern, sondern dem Bedürfnis der Übertragungsnetzbetreiber in Abstimmung mit der BNetzA. Dieser Bedarf an Regelenergie muss langfristig gesichert werden. Nach Ansicht der GEODE bietet hierfür eine Modifikation des bestehenden Regelenergiemarktes die ideale Lösung. Dementsprechend bedarf der Minutenreservemarkt einiger weniger Modifikationen, die dazu führen sollen, dass die Einnahmen der Anbieter am Regelenergiemarkt vorwiegend über den Leistungspreis zustande kommen. Denn die bloße Leistungsvorhaltung muss verstärkt vergütet werden. Ein derartig ausgestalteter Regelenergiemarkt trägt zusätzlich zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Systemstabilität bei.

Forderung GEODE: Modifikation des Minutenreservemarktes

Der Minutenreservemarkt ist in seiner aktuellen Ausgestaltung nicht geeignet, eine kontinuierliche Einnahmequelle für konventionelle Back-up Kapazitäten zu schaffen. Die Ursachen hierfür sind zum einen der geringe wirtschaftliche Wert des Leistungspreiselements. Zum anderen bedarf es der Einführung mehrerer und längerfristiger Ausschreibungs- und Erbringungszeiträume, damit Übertragungsnetzbetreiber Minutenreserveleistungen flexibler abfragen können.

- **Modifikation der Arbeitspreis/Leistungspreis-Vergütung:** Das momentan bestehende Vergütungssystem führt dazu, dass Einnahmen durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt vorwiegend auf Basis des Arbeitspreises gemacht werden. Dieser Umstand hat zusätzlich dazu beigetragen, dass der Leistungspreis auf dem Minutenreservemarkt kontinuierlich gegen Null gesunken ist. Das Vergütungssystem auf dem Minutenreservemarkt muss aber so ausgearbeitet werden, dass über die reine Vorhaltung von Kapazität Einnahmen generiert werden können. Die Kapazitätsvorhaltung - insbesondere von flexiblen Kapazitäten – muss sich auch hier wieder stärker lohnen. GEODE ist der Ansicht, dass die Einführung eines pauschalen Arbeitspreises hierfür ein gangbarer Weg wäre. Durch eine entsprechende Anpassung der Vergabe-



vorgaben wird der Leistungspreis zum zentralen Entgelt-Bestandteil auf dem Minutenreservemarkt.

- **Flexibilisierung und Verlängerung des Ausschreibungs- und Erbringungszeitraums:** Auch eine Flexibilisierung und Verlängerung des Ausschreibungs- und Erbringungszeitraums kann zur Steigerung der Profitabilität von Kapazitätsvorhaltungen führen. GEODE schlägt vor, dass mehrere Ausschreibungszeiträume (z. B. wöchentlich, monatlich, quartalsweise bis hin zu einem Zeitraum von maximal zwei Jahren) eingeführt werden. Eine Segmentierung der Märkte und die daraus folgende Erhöhung der Eintrittsschranken sind aus Sicht der GEODE nicht mehr zu befürchten. Eine Vielzahl von Anbietern ist heutzutage in der Lage, die entsprechenden technischen Anforderungen zu erfüllen.

Insbesondere während eines Übergangszeitraums, in dem eine vollständige Direktvermarktung noch nicht möglich ist und die entsprechenden Anreize für Kapazitätsprodukten noch nicht in ausreichendem Maß gesetzt werden, kann ein derartiger Minutenreservemarkt eine sinnvolle Ergänzung darstellen und zur Gewährleistung der Systemstabilität und Versorgungssicherheit beitragen.

Berlin, 4. März 2013

Dr. Götz Brühl

Christian Held

Dr. Henning Müller-Tengelmann

Vizepräsident

Stellvertretender Präsident

Vizepräsident

GEODE

Magazinstraße 15/16

10179 Berlin

Tel.: 0 30 / 611 284 070

Fax: 0 30 / 611 284 099

E-Mail: info@geode.de

www.geode.de

www.geode-eu.org

Die GEODE ist der europäische Verband der unabhängigen privaten und öffentlichen Strom- und Gasverteilerunternehmen. Mit dem Ziel, diese Unternehmen in einem sich zunehmend europäisch definierten Markt zu vertreten, wurde der Verband 1991 gegründet. Mittlerweile spricht die GEODE für mehr als 1.000 direkte und indirekte Mitgliedsunternehmen in vielen europäischen Ländern, davon 150 in Deutschland.