

Der dezentrale Leistungsmarkt – Vorstellung und Einordnung eines Vorschlags zur marktlichen Organisation der Leistungsvorhaltung

Nicolai Herrmann

enervis energy advisors GmbH, Schlesische Str. 29-30, 10997 Berlin, +49(0)30 6951734,
nicolai.herrmann@enervis.de, www.enervis.de

Kurzfassung: Der Artikel beleuchtet verschiedene Möglichkeiten zur Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen und stellt das Modell des dezentralen Kapazitätsmarktes auf der Basis von Leistungszertifikaten vor. Dabei wird insbesondere die Frage der Allokation der Kapazitätsnachfrage (zentral oder dezentral?) und die Frage des Wettbewerbsfeldes (selektiv oder umfassend?) diskutiert.

Keywords: Kapazitätsmechanismen, dezentraler Kapazitätsmarkt, Leistungszertifikate

1 Einführung und Einordnung

Deutschland diskutiert derzeit über die Notwendigkeit und Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus. Dessen Einführung hätte langfristige Implikationen sowohl für die inländische Energiewirtschaft als auch für die Nachbarmärkte. Auch in vielen anderen europäischen Strommärkten existieren bereits Kapazitätsmechanismen oder sind in der Einführung. Die verschiedenen Vorschläge zur Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen kommen dabei zu unterschiedlichen Ergebnissen, die sich teils durch Unterschiede in der Analyse des Status Quo, vor allem aber durch eine unterschiedliche Zielsetzung erklären lassen. Abzuwägen ist insbesondere die (langfristige) Effizienz des Mechanismus gegenüber der Frage von Verteilungseffekten sowie die Frage der Zieldimension(en) des Mechanismus (Versorgungssicherheit als alleiniges Ziel oder Ergänzung durch weitere Zieldimensionen wie Klimaschutz, Flexibilität, regionale Steuerung usw.).

Der vorliegende Beitrag stellt den im Rahmen dieser Diskussion entwickelten Vorschlag eines dezentral organisierten Leistungsmarktes vor, wie er von den energiewirtschaftlichen Gutachtern enervis und BET für den Verband kommunaler Unternehmen e. V. erarbeitet wurde (Ecke/Herrmann et al. 2013) und auch vom BDEW e. V. unterstützt wird. Der dezentrale Leistungsmarkt kann damit als Branchenposition der deutschen Energiewirtschaft zur Kapazitätsmarktdiskussion verstanden werden. Nachfolgend wird dieser Vorschlag auch in Bezug auf andere Marktdesignvorschläge eingeordnet.

Die Abwägung zur Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus kann entlang von zwei Leitfragen erfolgen, die in Abbildung 1 zusammengefasst sind und nachfolgend näher beschrieben werden.

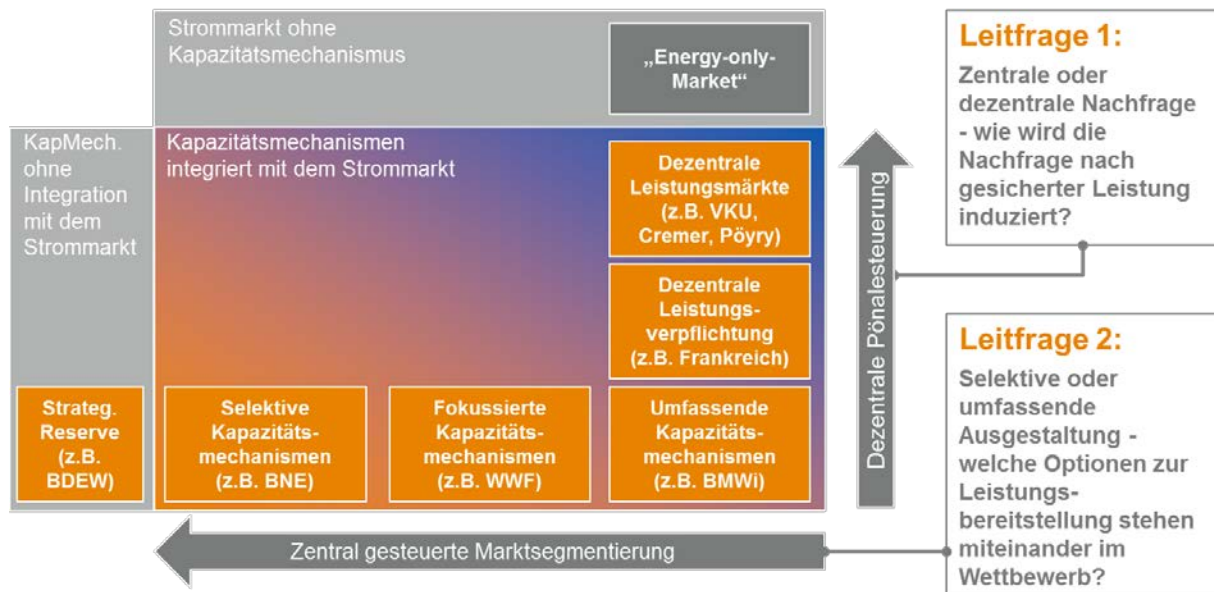


Abbildung 1: Zwei Leitfragen zur Einordnung verschiedener Kapazitätsmechanismen

1.1 Leitfrage 1: Selektive oder umfassende Ausgestaltung?

Umfassende Kapazitätsmärkte (rechts in Abbildung 1) nehmen keine Selektion von Optionen zur Bereitstellung von gesicherter Leistung vor. Sie adressieren Bestandskraftwerke genau so wie neue Kraftwerke, lastseitige Maßnahmen, Speicher, etc. und stellen diese miteinander in Wettbewerb. Besonders relevant ist dies in Bezug auf die Einbindung von Bestandskraftwerken und Nachfrageflexibilität, welche gesicherte Leistung teils kosteneffizienter bereitstellen können als Neubauten. Wird von Verteilungseffekten abstrahiert, so ist ein umfassender Mechanismus daher per definitionem effizienter als ein selektiver, da er nicht zwischen den verschiedenen Arten der Leistungsbereitstellung diskriminiert. Im Rahmen selektiver Mechanismen (links in Abbildung 1) findet eine regulatorische Segmentierung der Optionen der Leistungsvorhaltung statt. d. h. es werden einzelne Optionen (z. B. Bestandskraftwerke) aus dem Kapazitätsmechanismus ausgeschlossen oder in separaten Segmenten bewirtschaftet. Selektive Mechanismen adressieren nur eine Auswahl von Optionen zur Leistungsbereitstellung, sie haben daher auf sektoraler Ebene (d. h. ohne Betrachtung von Verteilungseffekten) Effizienz Nachteile gegenüber umfassenden Mechanismen. Insbesondere besteht die Gefahr, dass selektive Mechanismen zu dynamischen Marktverzerrungen führen (vgl. Consentec 2012). Diese Nachteile einer regulatorischen Marktsegmentierung sind in der aktuellen Diskussion auch kaum umstritten (vgl. Growitsch et al. 2013). Als Grund für eine zentral gesteuerte Segmentierung von Kapazitätsmechanismen wird vorwiegend die Reduzierung der Umverteilung zwischen Verbrauchern und Erzeugern angeführt, welche bei umfassenden Mechanismen (zumindest anfangs) höher ausfällt (Ökoinstitut et al. 2012). Geht man davon aus, dass diese Dimension in der politischen Entscheidungsfindung die ausschlaggebende Rolle spielt, so können selektive einen vorübergehenden Vorteil gegenüber umfassenden Kapazitätsmechanismen haben. Aus Sicht der Befürworter eines umfassenden Kapazitätsmechanismus, die mit einer langfristigen Perspektive argumentieren, sind die energiewirtschaftlichen Effizienzeffekte jedoch stärker zu gewichten als Verteilungseffekte.

1.2 Leitfrage 2: Zentrale oder dezentrale Allokation der Nachfrage?

In einem zentral organisierten Kapazitätsmechanismus (unten in Abbildung 1) wird die Entscheidung über die zu beschaffende Höhe und Qualität des Portfolios an gesicherter Leistung von einem staatlichen bzw. regulierten Akteur getroffen, z. B. im Rahmen einer staatlichen Ausschreibung. Aus energiewirtschaftlicher Perspektive können zentrale Mechanismen daher volks- bzw. energiewirtschaftliche Ineffizienzen aufweisen, die insbesondere langfristig wirksam werden und eine dadurch für das Marktdesign große Relevanz entfalten. Grund hierfür ist die grundsätzlich vorhandene Informationsasymmetrie zwischen Marktakteuren und einem zentralen Akteur, was die Erschließung und Kombination von Flexibilitätspotenzialen angeht: Eine große Zahl von Marktakteuren kann die dezentral vorhanden und sehr heterogenen Flexibilitätspotenziale des Systems mutmaßlich besser identifizieren, beurteilen und erschließen als ein einzelner zentraler regulierter Akteur. Aus diesen Gründen wurde für den hier skizzierten Vorschlag ein „dezentrales“ Marktdesign definiert (oben in Abbildung 1), in welchem Marktakteure (Stromverbraucher und Vertriebe) die Nachfrage nach gesicherter Leistung darstellen. Der Vorschlag folgt damit einem möglichst marktwirtschaftlichen bzw. wettbewerblichen Zielmodell und legt einen besonderen Fokus auf die explizite Einbindung der Nachfrageseite. Zu möglichen Vor- und Nachteilen dezentraler Mechanismen siehe Abschnitt 3.

2 Vorschlag für einen dezentralen Leistungsmarkt

Aufgabe eines Strommarktdesigns im Erzeugungssegment ist es, Erzeugung und Verbrauch durch die Koordination von Einsatz- und Investitionsentscheidungen der Marktakteure in Einklang zu bringen, das Marktdesign setzt hierfür den Rahmen. Im Vorschlag des dezentralen Leistungsmarktes wird dies durch die Kombination des Energy-Only-Marktes (EOM) mit einem neu zu schaffenden Markt für das Gut „gesicherte Leistung“ erreicht. Hierfür wird neben dem EOM ein umfassender Kapazitätsmarkt eingeführt. Hier können alle Anbieter gesicherter Leistung (d. h. neue und bestehende konventionelle Kraftwerke, KWK-Anlagen, Speicher, steuerbare Lasten und erneuerbare Anlagen) teilnehmen. Voraussetzung ist, dass die Anlagen für längere Zeiträume (z. B. Monate/Quartale/Jahre) ihre Leistung im Voraus verlässlich zusagen können. Dies kann einzeln oder im Verbund erfolgen, um Portfolioeffekte zu nutzen.

Die Nachfrager nach gesicherter Leistung sind ebenfalls in den Leistungsmarkt integriert. Die für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit unerlässliche Vorhaltung von gesicherter Leistung erhält damit einen Preis, der in allen Endkundenprodukten wirksam wird und eine Produktdifferenzierung ermöglicht. So können die Marktteilnehmer ein kosteneffizientes Portfolio an Optionen zur Leistungsvorhaltung zusammenstellen. Die Fähigkeit, gesicherte Leistung bereitzustellen zu können, wird im dezentralen Leistungsmarkt durch Leistungszertifikate verbrieft. Die Veräußerung dieser Zertifikate stellt für Anbieter gesicherter Leistung zusätzlich zum Stromverkauf am EOM eine Erlösquelle dar; der Leistungsmarkt ermöglicht damit langfristig eine Vollkostendeckung der vom System benötigten Kraftwerke, da diese ihre Differenzkosten zum EOM im Leistungsmarkt erwirtschaften können. Es ist dabei nicht das Ziel des Leistungsmarktes, Kraftwerksinvestoren und –betreiber z. B. durch langfristige Leistungspreisgarantien risikofrei zu stellen, sondern ein angemessenes Rendite-Risikoverhältnis zu erreichen.

Nachfolgende Abbildung 2 zeigt eine Übersicht der Funktionsweise des vorgeschlagenen dezentralen Leistungsmarktes.

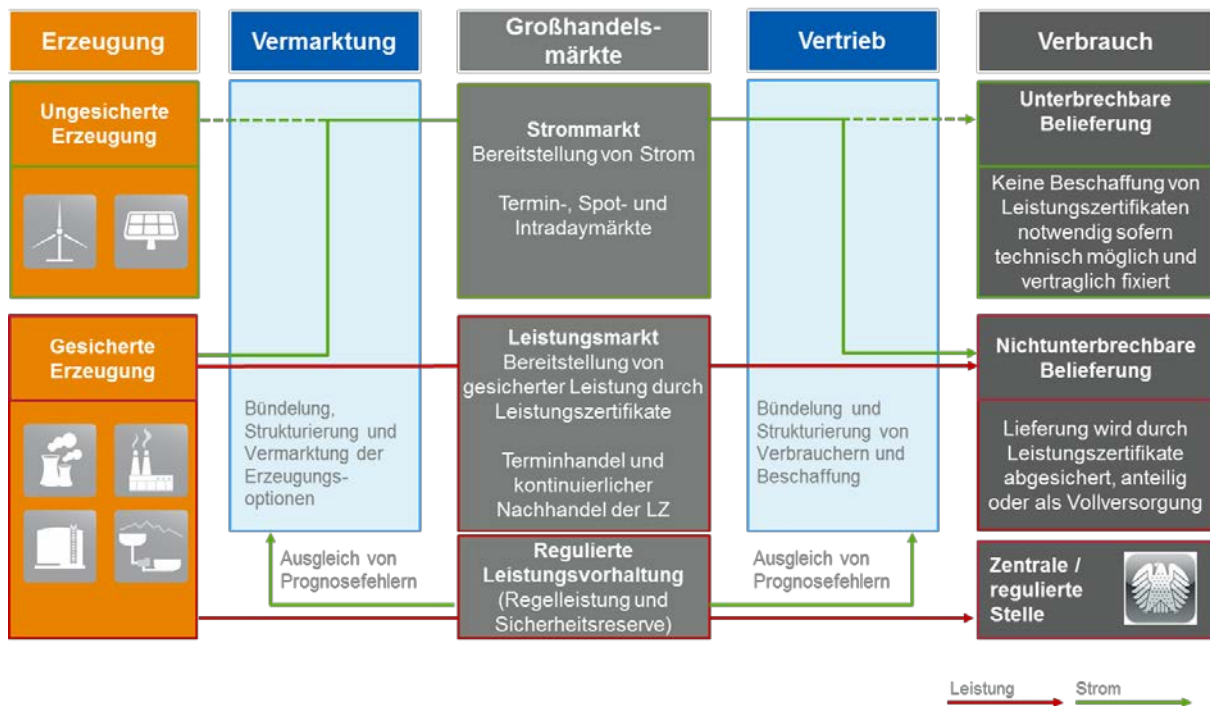


Abbildung 2: Funktionsweise des dezentralen Leistungsmarktes

Die Nachfrage nach gesicherter Leistung geht dabei von den Stromkunden aus, da diese eine Zahlungsbereitschaft für die gesicherte Belieferung mit Strom haben. Bisher wird diese Zahlungsbereitschaft am Markt jedoch nicht sichtbar, da (auch im Knappheitsfall) keine Differenzierung nach gesicherter/ungesicherter Leistung erfolgt. Mit der Umsetzung des dezentralen Leistungsmarktes und der Einführung von Leistungszertifikaten wird diese Produktdifferenzierung über die Strom- und Leistungslieferung eindeutig ermittelt und damit preiswirksam. Großkunden, Händler und Vertriebe (als Agenten kleiner Verbraucher) beschaffen im dezentralen Leistungsmarkt gesicherte Leistung in Form von Leistungszertifikaten in dem Umfang, in dem sie Strom gesichert (d. h. auch im Fall hoher Preise bzw. einer Knappheit am Markt) beziehen wollen.

Sind Verbraucher technisch in der Lage, ihren Bedarf an gesicherter Leistung kontrolliert abzusenken, indem sie ihren Stromverbrauch in Zeiträumen hoher Nachfrage bzw. hoher Preise reduzieren, so senken sie damit den Bedarf an vorzuhaltender Leistung im Gesamtsystem und sparen Systemkosten ein. Sie benötigen in diesem Fall weniger Leistungszertifikate und sparen dadurch auch direkt Kosten. Damit besteht aus dem Leistungsmarkt heraus ein einzelwirtschaftlicher Anreiz zur Lastflexibilisierung bzw. zu einer kosteneffizienten Leistungsvorhaltung. Wird in Knappheitszeiten von Verbrauchern mehr Strom bezogen oder von Erzeugern weniger Strom erzeugt, als über Leistungszertifikate abgesichert bzw. zugesagt, erfolgt eine Pönalisierung.

Die Koordination der Leistungsvorhaltung erfolgt dabei primär durch die Marktakteure selbst, die regulatorische Einflussnahme bleibt minimal. Für eine umfassende Beschreibung des dezentralen Leistungsmarktes siehe Ecke/Herrmann et al. (2013); für eine Diskussion zur weiteren Ausgestaltung siehe BDEW (2013).

3 Stärken und Schwächen eines dezentralen Leistungsmarktes

Nachfolgend werden einige ausgewählte Vor- und Nachteile des hier vorgeschlagenen dezentralen Leistungsmarktes diskutiert, die insbesondere auch in der energiewirtschaftlichen Diskussion eine Rolle spielen.

3.1 Informationsvorteile von Marktakteuren vs. Transaktionskosten

Der dezentrale Leistungsmarkt setzt auf dezentrale Entscheidungsstrukturen. Geht man davon aus, dass die Gesamtheit der Marktakteure einen Informationsvorteil gegenüber einem einzelnen zentralen Regulator hat, dann ermöglicht eine dezentrale Organisation eine viel umfangreichere Nutzung der bei den Marktakteuren (verteilt) vorhandenen Informationen als eine zentrale Festlegung. Dies ist insbesondere für die Erschließung von atypischen Potenzialen wie z. B. Lastflexibilität und die Bündelung von kleinteiliger Erzeugungsleistung relevant. Jedoch erfordern dezentrale Strukturen in der Summe mehr Entscheidungsprozesse als eine zentrale Steuerung. Diese Prozesse müssen im vorgestellten Modell über Märkte koordiniert und abgewickelt werden, was auf Seiten der Marktakteure zu Transaktionskosten führt. Letztendlich ist es daher entscheidend, einen dezentralen Leistungsmarkt so zu organisieren, dass die Akteure standardisierte Prozesse für die Abwicklung nutzen können. Dies soll im vorliegenden Vorschlag über den Handel von Leistungszertifikaten und die Einbindung in das Bilanzkreissystem gewährleistet werden.

3.2 Wettbewerbliche Preisfindung vs. Marktpreisrisiko

Die Organisation eines zentralen Kapazitätsmechanismus erfordert vom Regulator eine Vielzahl von Entscheidungen und ex-ante Vorgaben, z. B. in Bezug auf die Produktdefinition und die Preisfindungsregeln. Dies reduziert grundsätzlich den Optionsraum für die Leistungsbereitstellung (de-facto Selektivität), was langfristig ineffizient ist. Dezentralität erlaubt hingegen mehr Produktwettbewerb und reizt über die Marktpreisbildung im Rahmen der Beschaffungsentscheidung der Verbraucher (insbesondere der Vertriebe) tendenziell Optionen mit kürzeren Amortisationszeiträumen (z. B. Lastflexibilität und dezentrale Erzeugung) an. Dem gegenüber steht im zentralen Modell ein langfristigeres Leistungspreissignal, das von Befürwortern zentraler Modelle als grundlegende Voraussetzung für Investitionen in gesicherte Leistung angesehen wird (Ökoinstitut et al. 2012). So wird teils argumentiert, dass die relativ kurzen Fristigkeiten des Preissignals der Leistungszertifikate im dezentralen Leistungsmarkt die Marktakteure Risiken aussetzen, die ineffizient hoch wären und sich in Form von Risikoprämien manifestieren. Damit ist also eine Abwägung zwischen etwaigen Risikokosten und einer marktlichen Bewertung und Erschließung von Leistung zu treffen.

3.3 Marktliche Bestimmung des Niveaus der Leistungsvorhaltung vs. zentrale Steuerung

Werden Chancen und Risiken bei den Marktakteuren verortet, führt dies zu einem anhand der Risikoeinschätzung der Marktakteure adjustierten Portfolio, so wie es beispielsweise im heutigen Strommarkt der Fall ist. Im dezentralen Leistungsmarkt ist ein systematische Überbeschaffung von Leistung – wie sie bei einem zentralen Regulator zu erwarten ist (der

mutmaßlich zudem unter relativ direktem politischem Einfluss steht) – deutlich weniger wahrscheinlich. Die Marktakteure werden andererseits auch keine systematische Unterdeckung mit Leistungszertifikaten eingehen, da das Pönalerisiko mit zunehmender Abweichungswahrscheinlichkeit schnell prohibitiv hoch wird. Daher kann die dezentrale Organisationsform auch als eine produktive Risikoallokation angesehen werden: Risiken werden gestreut, durch eine Vielzahl von Marktakteuren bewertet und entsprechend deren unterschiedlicher Erwartung besichert. Das Risiko dass eine große Zahl von dezentralen Akteuren eine gleichgerichtete Fehleinschätzung trifft ist deutlich geringer als bei einem einzelnen Entscheider. Andererseits liegt die Zielerreichung der Leistungsvorhaltung in einem dezentralen Mechanismus nicht in der Hand eines Regulierers und ist durch die Energiepolitik nur indirekt beeinflussbar. Ein zentrales Steuerungselement ist nur noch indirekt über die Pönale vorhanden. Dies kann als Nachteil (geringere Steuerbarkeit), aber auch als Vorteil (geringerer politischer Einfluss) eines dezentralen Leistungsmarktes interpretiert werden.

3.4 Auswahl der Optionen zur Leistungsvorhaltung durch den Markt vs. zentrale Auswahl gewünschter Einzeloptionen

In einem dezentralen Leistungsmarkt entscheiden die Marktakteure darüber, welche Optionen der Leistungsvorhaltung sie erschließen und welche nicht. Sie werden sich dabei nach ihren Erwartungen zum Leistungspreis und zur Erlös- und Kostenentwicklung auf allen anderen relevanten Märkten richten, um eine Vollkostendeckung zu erreichen. Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen, wie z. B. Emissionsreduktionsziele, Ausbauziele für erneuerbare Energien und Flexibilitätsanforderungen für den Kraftwerksbetrieb werden dabei über die vorhandenen Marktpreissignale (EOM, Emissionshandel, Regelenergiemärkte, Redispatch, etc.) bzw. Anreizsysteme (Erneuerbarenförderung, Netzausbau, etc.) bewertet und einbezogen. Der dezentrale Leistungsmarkt folgt damit dem Credo „ein Ziel ein Instrument“. Eine direkte Steuerung der Zusammensetzung des Leistungsportfolios erfolgt nicht, es wird vielmehr davon ausgegangen, dass die vorhandenen Märkte grundsätzlich ausreichende Anreize bieten und sich das Portfolio langfristig entsprechend anpassen wird. Geht man jedoch davon aus, dass dies nicht der Fall ist und der Umbau des Erzeugungsparks im Rahmen der Energiewende daher administrativ gesteuert werden sollte, so ist dies ein klarer Nachteil des dezentralen Leistungsmarktes.

3.5 Nachfrageseitige Verursachergerechtigkeit vs. Versorgungssicherheit als „öffentliches Gut“

Grundsätzlich basieren dezentrale Kapazitätsmechanismen auf dem Konzept der Verursachergerechtigkeit. So sind die Kosten der Leistungsvorhaltung von den Verursachern des Leistungsbezugs zu zahlen, wobei eine Differenzierung vor allem in Bezug auf ihren Beitrag zur Höchstlast des Systems besteht. Damit gelingt eine weitgehende Internalisierung externer Effekte beim Verursacher, die allerdings voraussetzt, dass das „öffentliche Gut“ Versorgungssicherheit „privatisiert“ wird (Cremer 2013). Im dezentralen Leistungsmarkt gelingt dies auf Basis der standardisiert handelbaren Leistungszertifikate.

Wird die Leistungsvorhaltung – konträr zu unserer Auffassung – jedoch als ein (öffentliches) Gut angesehen, das durch Marktakteure nicht zielführend bewirtschaftet werden kann, so ist ein zentraler Mechanismus der geeignetere Weg zur Zielerreichung.

4 Fazit

Unter Beachtung der hier nur schlaglichtartig ausgeführten Vor- und Nachteile dezentraler Mechanismen muss letztendlich eine Abwägung erfolgen, welche Aufgaben im System der Stromversorgung sinnvoll durch Marktakteure übernommen werden können und an welchen Stellen die Energiepolitik regulierend eingreifen sollte und damit Entscheidungen der Marktakteure vorwegnimmt. Dabei ist die energiewirtschaftliche Effizienz aber auch die langfristige Robustheit ein geeigneter Bewertungsmaßstab. Aus unserer Sicht sollte bei der Organisation der Leistungsvorhaltung der Schwerpunkt auf eine marktliche Struktur gelegt werden und zentrale Eingriffe in die Investitions- und Einsatzentscheidungen von Kraftwerken möglichst unterbleiben. Der hier vorgestellte Vorschlag des dezentralen Leistungsmarktes bietet daher einen guten Startpunkt für weitere Überlegungen, wie das Stromversorgungssystem auch zukünftig in diesem Sinne effizient und sicher gestaltet werden kann.

Quellenverzeichnis

- BDEW (2013): *Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarkts*. Positionspapier.
- Consentec (2012): *Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland*.
- Cremer, C. (2013): *Vorschlag für ein Marktdesign der privatisierten Leistungsversorgung*. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* Januar/Februar 2013, S. 40-44.
- Ecke/Herrmann et al. (2013). *Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. Kurzfassung*. Gutachten für den VKU e. V..
- ewi - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2012). *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Endbericht zum Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie*.
- Growitsch/Matthes/Ziesing (2013): *Clearing-Studie Kapazitätsmärkte*. Studie im Auftrag des BMWi.
- Öko-Institut e.V./LBD-Beratungsgesellschaft mbH/RAUE LLP (2012). *Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem*. Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland.