

Energy Only Markt vs. Alternative Konzepte – Optionen für das zukünftige Strommarktdesign in Deutschland

Stefan Unteregger

FH Kufstein Tirol, Andreas-Hofer-Straße 7- 6330 Kufstein, +491607448305,
stefanunteregger@yahoo.de, www.fh-kufstein.ac.at

Kurzfassung: Durch EE-Ausbau stößt der Energy Only Markt zunehmend an seine Grenzen, wodurch für die Versorgungssicherheit wichtige konventionelle Kraftwerke nicht mehr ausreichend Deckungsbeiträge erzielen können und die EE trotz des zunehmenden Ausbaus langfristig nur bedingt in einen wettbewerblichen Markt integriert werden können. Durch eine Erweiterung des Energy Only Marktes um einen fokussierten Kapazitätsmarkt und den Umstieg auf ein Ausschreibungsmodell für EE, können die Weichen für eine erfolgreiche Energiewende und eine langfristige Versorgungssicherheit gestellt werden.

Keywords: Strommarktdesign, Kapazitätsmarkt, Fördersysteme für Erneuerbare Energien

1 Ausgangssituation, Problemstellung und Zielsetzung

Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien (EE), welche langfristig über 80% des Strombedarfes decken sollen, steht die deutsche Energiewirtschaft vor großen marktwirtschaftlichen Herausforderungen. Derzeit wird der Ausbau der EE noch vollständig durch gesicherte Einspeisetarife vergütet. Dadurch wird ein zunehmend großer Teil des erzeugten Stromes der wettbewerblichen Preisbildung entzogen. Zudem führt der geförderte Ausbau der EE auch dazu, dass konventionelle Kraftwerke, die für die Versorgungssicherheit wichtig sind, im Energy Only Markt (EOM) kaum noch ausreichende Deckungsbeiträge erzielen um wirtschaftlich betrieben werden zu können.

Ziel der Arbeit ist die Beantwortung der Frage, ob ein EOM, vor dem Hintergrund des zunehmenden Ausbaus der EE und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, langfristig noch geeignet ist, oder ob Alternativ-/Parallelkonzepte besser geeignet sind.

Dabei soll insbesondere gezeigt werden:

- welche Auswirkungen die strukturbedingten Veränderungen in der Kraftwerkseinsatzplanung auf die konventionellen Kraftwerke haben,
- welche Herausforderungen / Grenzen bei der Marktintegration der EE vorherrschen,
- welche Bedeutung den neuen Qualitäten "Kapazität" / "Flexibilität" zukommen wird.

In Bezug auf die mögliche Ausgestaltung des Fördermodells für EE werden preisregulierte Mechanismen und mengenregulierte Mechanismen gegenübergestellt und bewertet.

Als mögliche Parallelkonzepte zum Energy Only Markt werden vier Konzepte, welche derzeit in Deutschland primär zur Diskussion stehen, betrachtet und bewertet.

Daraus ableitend wird ein Vorschlag für ein zukunftsfähiges Gesamtmarktdesign entwickelt.

2 Auswirkungen der sich verändernden Energielandschaft auf die konventionellen Kraftwerke

2.1 Veränderungen in der Residuallast

Als Residuallast wird die verbleibende Stromlast, welche nach Abzug der Einspeisung der durch das EEG vergüteten EE und der wärmegeführten KWK-Anlagen, durch konventionelle Kraftwerke, Speicherkraftwerke oder Importe gedeckt werden muss bezeichnet. Bis heute war die Residuallast in Deutschland weitestgehend planbar und zu jedem Zeitpunkt positiv. Durch den Ausbau des Anteils der EE und der wärmegeführten KWK an der Stromversorgung wird sich die Struktur der Residuallast in Deutschland allerdings erheblich verändern. Zukünftig ist daher mit einem vermehrten Auftreten negativer Residuallastwerte zu rechnen. In Stunden negativer Residuallast ist die Must-Run-Erzeugung größer als die Nachfrage. Die überschüssige Leistung muss entweder von Speichern aufgenommen oder ins Ausland exportiert werden. Besteht weiterhin ein Überschuss, spricht man von nicht integrierbarer Leistung, was dazu führt, dass EE-Anlagen abgeregelt werden müssen.¹

In einer Ende 2012 durchgeführten Modellierung kam die DENA zum Ergebnis, dass 2020 zunächst nur wenige Stunden mit negativer Residuallast und keine Stunden mit nicht integrierbarer Leistung auftreten, bis 2050 aber ein deutlicher Anstieg erfolgen wird. Die Ergebnisse der Modellierung sind in Tabelle 1 dargestellt.²

		2020	2030	2040	2050
Negative Residuallast	Anzahl der Stunden	29	1.056	2.764	3.829
	Maximalwert [GW]	-8,7	-38,7	-58,7	-70,6
	Durchschnittswert [GW]	-3,4	-8,6	-13,6	-17,3
Nicht integrierbare Leistung	Anzahl der Stunden	0	86	603	196
	Maximalwert [GW]	-	-14,5	-40	-62,5
	Durchschnittswert [GW]	-	-3,8	-8,9	-10,7

Tabelle 1: Auftreten von Stunden negativer Residuallast und nicht integrierbarer Leistung 2020 bis 2050 ³

Die Schwankungen in der Residuallast zeigen, dass auch zukünftig ein konventioneller Kraftwerkspark benötigt wird um die Residuallast bei niedriger Einspeisung aus Wind und PV zu decken. Dieser Kraftwerkspark muss dabei, bedingt durch die kurzfristigen und teils hohen Fluktuationen, hochgradig flexibel sein.

2.2 Der Merit Order Effekt und dessen Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit fossiler Kraftwerke

Die marktwirtschaftlichen Auswirkungen der Veränderungen in der Residuallast sind zum einen die verringerten Einsatzzeiten der konventionellen Kraftwerke, sowie zum anderen die Strukturveränderung der Merit Order und somit der Börsenpreise im Tagesverlauf.⁴ Dieser sogenannte Merit Order Effekt beschreibt die preissenkende Wirkung der EE auf die

¹ [Vgl.] DENA, 2012, S. 36

² [Vgl.] DENA, 2012, S. 112 [ff.]

³ Eigene Darstellung nach DENA, 2012, S. 113

⁴ [Vgl.] DENA, 2012, S. 115

Strombörsenpreise in einem auf variablen Kosten basierenden Energiemarkt. Durch die zunehmende Einspeisung EEG geförderter EE, welche mit Grenzkosten von Null in den Markt bieten, verschiebt sich die Grenzkostenkurve nach rechts, wodurch Kraftwerke mit niedrigeren variablen Kosten preissetzend werden und somit die Höhe der Deckungsbeiträge für die noch zum Einsatz kommenden konventionellen Kraftwerke sinkt.^{5 6}

Damit Investitionen in konventionelle Kraftwerke in einem immer stärker von EE bestimmten Strommarkt wirtschaftlich attraktiv bleiben, müssen vereinzelte Perioden mit hohen Marktpreisen auftreten. Perioden mit derart ausgeprägten Preisspitzen, welche insbesondere für die Wirtschaftlichkeit von Spitzenlastkraftwerken zeitweise auch über den Stromgestehungskosten des Grenzkraftwerkes liegen müssen, entstehen allerdings nur dann, wenn eine entsprechende Knappheit an Erzeugungskapazitäten im Markt herrscht, was es aus Gründen der Versorgungssicherheit zu vermeiden gilt.^{5 6}

Die hier ausgeführte Problematik, wonach nach dem Merit-Order-Prinzip zu geringe Preise erzielt werden, um die Kosten aller benötigten Kraftwerke zu decken, wird in als sogenanntes "Missing Money Problem" bezeichneten. Durch die hohen Investitionskosten und die lange Lebensdauer von konventionellen Kraftwerken kann das "Missing Money Problem", in Kombination mit den genannten weiteren regulatorischen Unklarheiten, zu einer Zurückhaltung geplanter Investitionen, in für die Versorgungssicherheit wichtige konventionelle Kraftwerkskapazitäten, führen. In jüngerer Vergangenheit hat dies bereits dazu geführt, dass sowohl die großen deutschen Energiekonzerne als auch Stadtwerke und Kraftwerksinvestoren, mit diversen konventionellen Kraftwerksprojekten an ihre Grenzen gestoßen sind und diese ganz oder zumindest zwischenzeitlich aufgeben mussten.^{5 6}

3 Herausforderungen und Grenzen bei der Marktintegration der erneuerbaren Energien

3.1 Grenzen einer ausschließlichen Vergütung der erneuerbaren Energien über den Energy Only Markt

Da die EE, mit Ausnahme der Bioenergie, Strom ohne Brennstoffeinsatz erzeugen, weisen diese keine variablen Erzeugungskosten auf, mit welchen sie in einen EOM bieten könnten. Dies ist einer der Hauptgründe, weshalb die ausschließliche Vergütung der EE über einen klassischen EOM langfristig kaum möglich sein wird. Um in einem Markt ohne zusätzliche EE-Fördermechanismen bestehen zu können, müssten die EE über den EOM ihre Stromgestehungskosten erwirtschaften. Die Stromgestehungskosten der EE liegen aber noch deutlich über den Stromgestehungskosten des fossilen und nuklearen Strommixes.^{7 8}

In einem Markt ohne Förderung und Einspeisevorrang für EE und ohne eine hohe Pönalisierung konventioneller Kraftwerke durch CO₂-Abgaben, würden die EE also mittel- bis langfristig nicht bestehen können. Aber selbst bei der Gewährleistung eines Einspeisevorranges würde ein Versagen des EOMs bzw. der Merit Order Funktion als volkswirt-

⁵ [Vgl.] Neubarth, 2011, S. 32 [f.]

⁶ [Vgl.] Tietjen, 2012, S. 8 [f.]

⁷ [Vgl.] Fraunhofer ISE, 2012, S. 3

⁸ [Vgl.] BNEF, 2013

schaftlich wirksames Instrument eintreten. Wenn die EE mit ihren Stromgestehungskosten in den Markt bieten würden, dann wären an sehr vielen Stunden im Jahr teure PV-Anlagen oder Offshore-Windparks preissetzend. Dies würde mittelfristig zu sehr hohen Deckungsbeiträgen, den sogenannten Windfall Profits, für die Kraftwerke links des Market Clearing Preises führen und dadurch die Kosten der Strombereitstellung erhöhen. Durch den zunehmenden Ausbau der EE würde es aber langfristig vermehrt zu Stunden mit Übererzeugung kommen. In diesen Stunden würden die EE-Anlagenbetreiber versuchen sich gegenseitig durch Niedriggebote zu unterbieten um deren Anlagen nicht abregeln zu müssen. Dies würde zunehmend zu Stunden mit sehr niedrigen oder, bedingt durch die Nichtabschaltung einzelner konventioneller Kraftwerke, sogar mit negativen Market Clearing Preisen führen und somit weitere Investitionen in EE hemmen.

3.2 Regelungen des EEG 2012 in Bezug auf die Marktintegration und die Flexibilisierung der erneuerbaren Energien

Um die EE besser an den Markt heranzuführen und den Kostenblock der EEG-Umlage zu senken, wurde im Rahmen des EEG 2012 ein Maßnahmenpaket etabliert, welches bereits bestehende Mechanismen optimiert und neue Mechanismen einführt. Im Zentrum dieses Pakets stehen die neu eingeführten Möglichkeiten der Direktvermarktung. Diese ermöglicht es Betreibern von EEG geförderten Anlagen kalendermonatlich aus dem System der fixen EEG-Einspeisevergütung auszusteigen und den erzeugten Strom (über die Börse) direkt zu vermarkten. Ziel ist zum einen die Marktheranführung der EE und zum anderen die dadurch bedingte Reduzierung der EEG-Vergütungszahlungen bzw. der EEG-Umlage.

Mit dem EEG 2012 wurden den Anlagenbetreibern drei verschiedene Optionen der Direktvermarktung eingeräumt:

- Direktvermarktung zum Zweck der Inanspruchnahme der Marktprämie nach EEG 2012 §33g (Marktprämienmodell)
- Direktvermarktung zum Zweck der Verringerung der EEG-Umlage durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach EEG 2012 §39 (Grünstromprivileg)
- Sonstige Direktvermarktung (ohne weitere Ansprüche / wie nach EEG 2009).^{9 10}

Mit der Marktprämienverordnung als wichtigstes Instrument, wurde grundsätzlich das Ziel erreicht EE-Anlagenbetreiber an den Markt heranzuführen, Steuerungssignale zu senden und mittelfristig die EE in den Markt zu integrieren und dadurch den Kostenblock der EEG-Umlage zu reduzieren. Die langfristige Marktintegration kann die Marktprämienverordnung aber aus folgenden Gründen nicht sichern:

- Bei diesem Modell wird weiterhin vom Staat und nicht vom Markt festgelegt, welche Erlösströme EE-Anlagen zur Kostendeckung benötigen.
- Bei zunehmender EE-Einspeisung wird sich der Börsenpreis weiter gegen Null entwickeln und die erforderliche Marktprämie wird weiter steigen und gegen den

⁹ [Vgl.] EEG 2009, 2008, S. 9

¹⁰ [Vgl.] EEG 2012, 2011, S. 33 [f.]

EEG-Vergütungssatzsatz konvergieren. Der Stromanteil, der sich über wettbewerblich organisierte Märkte finanziert, kann dadurch nicht gesteigert werden.¹¹

4 Zukünftige Ausgestaltung des Fördermodells für erneuerbare Energien

4.1 Fördersysteme für erneuerbare Energien im Überblick

Die Wahl und die Ausgestaltung des Förderregimes hat eine zentrale Bedeutung für den Ausbau der zum heutigen Zeitpunkt gegenüber konventionellen Erzeugungsformen noch nicht wettbewerbsfähig EE. Hierbei unterscheidet man im Wesentlichen zwischen preisregulierten (Einspeisevergütung und Einspeiseprämie) und mengenregulierten Fördersystemen (Quotensystem und Ausschreibungsmodell).¹²

Preisregulierte Fördersysteme, zeichnen sich dadurch aus, dass EE-Strom das Recht auf Einspeisevorrang genießt und über einen festgelegten Zeitraum, mit einem fixen Einspeisetarif pro erzeugter Kilowattstunde, vergütet wird. Bei der klassischen Einspeisevergütung nach dem Vorbild des EEG wird der erzeugte Strom dabei gänzlich über einen Einspeisetarif vergütet. Bei einer Einspeiseprämie wird der erzeugte Strom vermarktet und zusätzlich erhält man eine Einspeiseprämie (ähnlich dem Marktprämienmodell im EEG 2012).

Mengenregulierte Fördersysteme zeichnen sich hingegen dadurch aus, dass sie den Ausbau der EE nicht über einen zuvor definierten Abnahmepreis fördern, sondern dass gesetzlich eine Menge an EE-Strom oder EE-Leistung vorgegeben wird und dadurch die Rahmenbedingungen für eine marktwirtschaftliche bzw. wettbewerbliche Vergütung geschaffen werden. Beim Quotenmodell schreibt der Staat vor, dass ein fixer Anteil des Stromabsatzes aus EE-Strom bestehen muss. Die erzeugte Einheit EE-Strom wird dabei in der Regel mit dem Erhalt sogenannter Grünstromzertifikate vergütet, welche getrennt vom physischen Strom frei am Markt gehandelt werden können. Zur Einhaltung der EE-Quote und der Vermeidung von Sanktionszahlungen müssen Vertriebsunternehmen (und/oder auch Erzeuger und Verteilnetzbetreiber) ausreichend Zertifikate beschaffen. Durch den Verkauf und den Handel der Zertifikate, werden die EE in den Markt integriert und unterliegen einem ständigen Wettbewerb.¹³ Beim Ausschreibungsmodell wird eine Menge an zu errichtender EE-Leistung oder an EE-Erzeugung ausgeschrieben. Bieter können sich an der Ausschreibung beteiligen, indem sie ein Gebot abgeben mit der Höhe des Preises, welchen sie pro erzeugte Kilowattstunde über einen definierten Zeitraum erhalten wollen. Bei erfolgreichem Gebot, wird vom Staat der angebotene Preis in Form eines Einspeisetarifs über den definierten Zeitraum vergütet.¹⁴

Jedes der dargestellten Fördersysteme hat spezifische Vor- und Nachteile. Diese werden in Tabelle 2 zusammengefasst dargestellt.

¹¹ [Vgl.] Kopp et al. (2012), S. 249

¹² [Vgl.] Bertram, 2013, S. 14

¹³ [Vgl.] Kopp et al., 2012, S. 250

¹⁴ [Vgl.] Azuma-Dicke, 2005, S. 104 [f.]

	Vorteile	Nachteile
Einspeisevergütung / Einspeiseprämie	<ul style="list-style-type: none"> • Geringes Risiko für Betreiber sichert einen zügigen Ausbau • Technologie- und anlagenspezifische Förderung durch Ausgestaltung der Tarife gut möglich • Steuerung des Ausbaus über Tarifierpassungen prinzipiell möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • Fehlende Marktintegration und Anreize zur bedarfsgerechten Erzeugung (<i>Einspeiseprämie mit gewissen Flexibilitätsanreizen</i>) • Kein Wettbewerb zwischen EE • Kostensenkungspotential eingeschränkt • Risiko eines unkontrollierten Ausbaus (nicht geeigneter Technologien) • Risiko von Überförderungen • Steuerung über Tarifierpassungen hinkt nach
Quotenmodell	<ul style="list-style-type: none"> • Marktintegration und Anreize zur bedarfsgerechten Erzeugung • Wettbewerb zwischen EE • Kostensenkungspotential • Zielerreichung (theoretisch) gesichert • Ausweitung auf europäischer Ebene und Kombination mit CO₂-Handel denkbar 	<ul style="list-style-type: none"> • Risiken durch Zertifikatspreisentwicklung und politischen Änderungen hemmen Investitionen • Technologie- und anlagenspezifische Förderung nur bedingt möglich • Vorteile für Energieunternehmen und Großanlagen gegenüber Privatpersonen und dezentralen Kleinanlagen • Mehrkosten, da Grenzanbieter den Zertifikatspreis setzt
Ausschreibungsmodell	<ul style="list-style-type: none"> • Geringes Risiko sichert Ausbau • Wettbewerb zwischen EE • Großes Kostensenkungspotential • Kontrollierter Ausbau möglich • Technologie-, anlagen- und ortsspezifische Förderung durch Teilausschreibungen möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • Risiko das ausgeschriebene Leistung nicht vollumfänglich gebaut wird • Planwirtschaftliche Elemente und hoher planerischer Aufwand • Fehlende Marktintegration • Großprojekte tendenziell bevorteilt und dezentrale Anlagen benachteiligt

Tabelle 2: Vor- und Nachteile gängiger Fördermodelle für erneuerbare Energien ¹⁵

In der Vergangenheit haben sich vor allem Einspeisevergütungssysteme nach dem Vorbild des EEGs und Einspeiseprämienysteme als erfolgreich erwiesen, da sie den Anlagenbetreibern aller Technologien eine nahezu risikolose Rendite bieten und einen gewünschten zügigen Ausbau der EE fördern. Durch den fortschreitenden Ausbau der EE stoßen preisregulierte Fördersysteme aber zunehmend an ihre Grenzen. Insbesondere der unkontrollierte Ausbau, die Überförderungen einzelner (teurer) Technologien, der fehlende Wettbewerb zwischen den Technologien und die fehlende Marktintegration werden als kritisch angesehen.

4.2 Preisregulierte vs. mengenregulierte Ausgestaltung des EEG

Neben den quantitativen Zielen zum Ausbau der EE, hat die Bundesregierung die Forderungen erhoben, dass die EE zunehmend bedarfsgerecht Strom erzeugen und Systemdienstleistungen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit erbringen sollen.¹⁶ Der mit dem EEG 2012 eingeführte Mechanismus der Direktvermarktung in Form des Marktprämienmodells (inkl. Flexibilitätsprämie) hat bereits eine Marktannäherung der EE bewirkt und eine Basis für die Kopplung der EE-Erzeugung an die Spotmarktpreise geschaffen. So werden einerseits Betreiber regelbarer EE-Anlagen durch die neuen Regelungen angereizt, ihre

¹⁵ Eigene Darstellung

¹⁶ [Vgl.] BMU, 2011

Erzeugung in Hochpreiszeiten zu verschieben. Andererseits wird ein Anreiz geschaffen, Anlagen zu Zeiten mit negativen Strompreisen abzuschalten.¹⁷

Dennoch haben die bisherigen Ausführungen gezeigt, dass die Möglichkeiten dieser neuen Mechanismen, hinsichtlich eines zunehmenden Wettbewerbs unter den EE-Technologien, sowie einer langfristigen marktbasierter Förderung der EE, begrenzt sind. Vor diesem Hintergrund sollte in Deutschland der viel diskutierte Übergang von einer preisregulierten Ausgestaltung hin zu einer Mengenregulierung vollzogen werden. In Hinblick auf die Schaffung eines Wettbewerbs zwischen den Technologien, sowie der Förderung eines kosteneffizienten und kontrollierten EE-Ausbaus, können sowohl Quotensysteme als auch Ausschreibungsmodelle in Frage kommen, doch erscheint letzteres unter diesem Aspekt besser geeignet zu sein. Ausschreibungsmodelle sind leichter zu implementieren, erlauben eine bessere Steuerung und einen kosteneffizienteren Ausbau und bieten weitgehende Investitionssicherheit für Investoren. Bei entsprechender Ausgestaltung der Ausschreibungen können auch weiterhin einzelne Technologien (wie etwa PV oder Offshore) und dezentrale Kleinanlagen gefördert werden. Um die Komplexität des Ausschreibungsmodells möglichst gering zu halten und nicht einer zu stark technologiespezifischen Förderung, wie im bestehenden EEG, entgegenzusteuern, sollte jedoch nach Möglichkeit auf die Ausschreibung von Kapazitäten nach Technologie verzichtet werden.

Eine mögliche Lösung um Technologien wie PV und Offshore dennoch weiterhin zu fördern, sowie auch der Errichtung dezentraler Kleinanlagen gerecht zu werden, sind Teilausschreibungen nach Anlagengröße. So könnte beispielsweise eine gewisse EE-Leistung für Anlagen mit einer Kapazität bis 10 kW gesondert ausgeschrieben werden. Dadurch würde der Zubau dezentraler Anlagen im Privatbereich gefördert. Dieser würde hier am ehesten in Form von PV-Anlagen erfolgen, da andere EE-Technologien in diesem niedrigen Leistungsbereich nicht wettbewerbsfähig sind. Ebenso könnte durch eine Teilausschreibung für Anlagen mit einer Leistung größer 300 MW auch der Ausbau der Offshore-Windkraft gefördert werden, da Onshore Windparks in dieser Größe nur schwer realisierbar sind. Um den EE-Ausbau mit dem Netzausbau zeitlich zu synchronisieren, können zudem regionale Ausschreibungen sinnvoll sein.

Ausschreibungsmodelle weichen von der gesamten Zahlungs- und Verrechnungssystematik kaum vom bisherigen Einspeisemodell ab, da weiterhin Einspeisetarife gezahlt werden. Im Sinne einer Marktannäherung und einer weiteren Senkung der EEG-Umlage können auch in diesem System die bereits implementierten Mechanismen des Marktprämienmodells inkl. Flexibilitätsprämie angewandt werden.

Soll neben der Sicherung des Wettbewerbs zwischen den EE auch eine weitgehende Marktintegration garantiert werden, so scheint die Einführung eines Quotenmodells in Verbindung mit Grünstromzertifikaten die ideale Alternative zu sein. Die Umstellung auf ein Quotenmodell, im Sinne einer marktnäheren Lösung, wurde z.B. bereits von der Monopolkommission in einem 2011 erschienenen Sonderbericht befürwortet.¹⁸

¹⁷ [Vgl.] Neubarth, 2011, S. 49

¹⁸ [Vgl.] Monopolkommission, 2011, S. 23

5 Kapazitätsmärkte als Parallelkonzepte zum Energy Only Markt

5.1 In Deutschland diskutierte Kapazitätsmechanismen im Überblick

Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit werden weiterhin konventionelle Kraftwerke benötigt. Die Erlösmöglichkeiten über den EOM und die möglichen Zusatzerlöse am Regenergiemarkt reichen jedoch nicht aus, damit diese Kraftwerke ausreichend Deckungsbeiträge erzielen können. Um in ausreichendem Maße Anreize für Kraftwerksinvestitionen zu setzen, wird der EOM in mehreren Ländern um sogenannte Kapazitätsmechanismen erweitert. Diese vergüten nicht nur die gelieferte Energie, sondern es erfolgt eine zusätzliche Zahlung für die gesicherte Leistung, welche je nach Ausgestaltung zentral oder dezentral kontrahiert und deren Preis vom Markt gebildet wird.¹⁹

In Deutschland befinden sich die Themen Kapazitätsmechanismen und Kapazitätsmärkte noch in einer frühen aber zunehmend intensiv geführten Diskussionsphase. Mit Blickpunkt auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit werden in diesem Zusammenhang derzeit vor allem vier Konzepte diskutiert. Zu diesen vier Konzepten gibt es teils unterschiedliche Ansätze, wobei der derzeit jeweils meist diskutierte Ansatz in Betracht gezogen wurde:

- Einführung einer strategischen Reserve (SR)

Nach einem Anfang 2012 durchgeführten Gutachten der Consentec GmbH für die EnBW AG

- Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarktes (UK)

Nach einem im März 2012 erstelltem Gutachten des energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI) für das Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

- Einführung eines selektiven / fokussierten Kapazitätsmarktes (SK)

Nach einer Ende 2012 durchgeführten Studie des Öko-Institut e.V., der LBD Beratungsgesellschaft GmbH und der RAUE LLP für die Umweltstiftung WWF Deutschland

- Einführung eines privatisierten / dezentralisierten Kapazitätsmarktes (DK).²⁰

Nach einem im März 2013 erstelltem Gutachten der BET GmbH und der enervis energy advisors GmbH für den VKU erstellten

Auf eine detaillierte Erläuterung der teilweise sehr komplexen Funktionsweise der einzelnen Kapazitätsmechanismen wird in diesem Rahmen verzichtet, zumal die entsprechenden Gutachten bzw. Studien frei zugänglich sind. Kurzum kann jedoch zusammengefasst werden, dass bei der SR, der UK und der SK, die Kraftwerkskapazität durch eine zentrale Stelle kontrahiert wird. Bei der SR sollen vornehmlich Kraftwerke kontrahieren werden, welche am EOM nicht wirtschaftlich betrieben werden können und daher von einer Stilllegung bedroht sind. Die Kraftwerke werden als Reserve gehalten und nehmen nicht

¹⁹ [Vgl.] Hewicken et al., 2012, S. 7 [f.]

²⁰ [Vgl.] Graichen, 2013, S. 8 [f.]

mehr am EOM teil.²¹ Beim UK müssen sowohl Bestandsanlagen als auch geplante Neuanlagen teilnehmen. Zusätzlich können auch Speicher und flexible Nachfrager an der Auktion teilnehmen. Damit soll das gesamte Potential gesicherter Leistung nutzbar gemacht werden.²² Der vorgeschlagene FK soll die beiden Kraftwerkssegmente adressieren, welche in den kommenden Jahren besonderen Herausforderungen gegenüberstehen werden. Dies sind zum einen die stilllegungsgefährdeten effizienten Bestandsanlagen und zum anderen die (notwendigen) Neuanlagen, für welche Anforderungen in Bezug auf Flexibilität und Emissionen gestellt werden sollen. Zusätzlich sollen nachfrageseitige Maßnahmen, wie etwa steuerbare Lasten, so umfassend und gleichberechtigt wie möglich in den Markt einbezogen werden. Sowohl beim UK als auch beim FK sollen die Kraftwerke uneingeschränkt am EOM und am Regelenergiemarkt partizipieren können, um einerseits die Kosten für den Verbraucher zu begrenzen und den Wettbewerb am Markt zu erhalten und andererseits den Kraftwerksbetreibern ein größeres Portfolio an Erlösmöglichkeiten zu geben.²³

In einem dezentralen Kapazitätsmarkt (DK) werden die Kapazitätssicherung und die Kapazitätzahlung nicht von einer zentralen Stelle, sondern vom Markt selbst vollzogen. Um ausreichend gesicherte Leistung, v.a. durch den Erhalt bestehender Kraftwerke und Investitionen in neue Kraftwerke, zu sichern, wird der EOM um einen umfassenden dezentralen Leistungsmarkt erweitert, welcher auf Basis handelbarer Zertifikate funktioniert und an dem alle Anbieter gesicherter Leistung (z.B. konv. Kraftwerke, KWK-Anlagen, Speichertechnologien, steuerbare EE-Anlagen) partizipieren können. Die Stromvertriebe (als Agenten der Kleinverbraucher), Stromhändler und zum Teil auch große industrielle Verbraucher sind selbst dafür verantwortlich, den Leistungsbedarf zu ermitteln und diesen durch den Kauf von Leistungszertifikaten im Voraus zu decken.²⁴

5.2 Gegenüberstellende Bewertung der Alternativkonzepte

Auf Basis einer umfangreichen Analyse der derzeit für den deutschen Strommarkt zur Diskussion stehenden Kapazitätsmechanismen hat sich gezeigt, dass der zeitliche und qualitative Fokus der Modelle variiert und dass jedes Modell für sich seine spezifischen Vor- und Nachteile aufweist. Darauf aufbauend wurde in Abbildung 1 eine qualitative Bewertung der einzelnen Modelle, bezogen auf die wichtigsten Parameter, welche durch einen Kapazitätsmarkt erfüllt werden sollten, angestellt. Da die einzelnen Modelle in Bezug auf die finale Ausgestaltung zum Teil gewisse Spielräume und unterschiedliche Ausgestaltungsmöglichkeiten enthalten, wurde versucht, die Bewertung möglichst auf Basis der genannten Hauptziele und der zugrunde liegenden Basisausgestaltung durchzuführen. Eine Erläuterung der dargestellten Parameter und der Bewertungsgrundlage ist nachfolgend aufgeführt:

- In Bezug auf die Komplexität des Modelles und somit auf die (zeitliche) Umsetzung sind vor allem die SR und der FK geeignet, da ersteres Modell im Wesentlichen nur stilllegungsbedrohte Bestandsanlagen fördert und der FK eine separate und kurzfristig umsetzbare Auktion für Bestandsanlagen und steuerbare Lasten vorsieht. Der UK und DK sind komplexer und benötigen einen größeren zeitlichen Vorlauf.

²¹ [Vgl.] Consentec GmbH, 2012, S. 20 [ff.]

²² [Vgl.] Elberg et al., 2012, S. 57 [ff.]

²³ [Vgl.] Matthes et al., 2012, S. 50 [f.]

²⁴ [Vgl.] BET GmbH / enervis energy advisors GmbH, 2013, S. 2 [ff.]

- In Bezug auf die Vereinbarkeit mit dem EOM gibt es bei allen vier Modellen keine größeren Hindernisse. Lediglich die SR sieht keine Partizipation der kontrahierten Kraftwerke am Energiemarkt vor. Da diese Kraftwerke aber ohne Förderung ohnehin stillgelegt würden, kann der Einfluss als neutral bewertet werden.

	Strategische Reserve	Umfassender Kapazitätsmarkt	Fokussierter Kapazitätsmarkt	Dezentraler Kapazitätsmarkt
(Zeitliche) Umsetzbarkeit	Green	Orange	Light Green	Orange
Vereinbarkeit mit dem Energy Only Markt	Yellow	Light Green	Light Green	Light Green
Wettbewerbsintensität	Orange	Light Green	Yellow	Green
Versorgungssicherheit (langfristig)	Red	Light Green	Green	Light Green
Wirtschaftlichkeit / Gesamtkosteneffizienz	Light Green	Yellow	Yellow	Light Green
Umweltverträglichkeit	Red	Yellow	Green	Yellow
Teilnahmemöglichkeit erneuerbarer Energien	Red	Orange	Yellow	Light Green
Teilnahmemöglichkeit Nachfrageseite	Orange	Yellow	Light Green	Light Green
Geographische Steuerbarkeit	Orange	Yellow	Light Green	Yellow
Skalierung	Green (positiv)	Light Green	Yellow	Orange (negativ)

Abbildung 1: Gegenüberstellende Bewertung verschiedener angedachter Kapazitätsmechanismen für den deutschen Strommarkt ²⁵

- Die Wettbewerbsintensität ist beim DK am größten, da der Markt bestimmt in welchem Umfang Leistung benötigt und wie diese gesichert wird. Dabei können alle möglichen Optionen genutzt werden. Diese Möglichkeit ist auch im UK gegeben, mit dem Unterschied, dass hier die Bedarfsermittlung zentral erfolgt. Bei den Auktionen der SR und der FK ergibt sich durch die Einschränkung auf einzelne Kraftwerksgruppen eine geringere Liquidität und somit ein eingeschränkterer Wettbewerb.
- Die langfristige Versorgungssicherheit kann bei entsprechender Modellauslegung (und durch Regelungen bzw. Strafzahlungen für den Fall von Nichteinhaltungen angebotener Leistung) von allen Modellen, mit Ausnahme der SR, gewährleistet werden. Der Zubau neuer Kapazitäten wird bei einem FK, durch eine separat erfolgende Auktion, am stärksten forciert.
- In Bezug auf die Gesamtkosteneffizienz schneiden die SR und der DK am besten ab. Bei der SR liegt das in der vornehmlichen Förderung bestehender Anlagen begründet. Beim DK in der Tatsache, dass alle verfügbaren Optimierungsmöglichkeiten auf marktwirtschaftlicher Basis und im freien Wettbewerb genutzt

²⁵ Eigene Darstellung

werden. Beim UK und beim FK hängt die Gesamtkosteneffizienz stark von etwaigen Sonderregelungen ab und wird daher als neutral bewertet. Bei beiden Modellen sollen aber durch die Einführung von Verfügbarkeitsoptionen die Mehrerlöse am EOM zur Finanzierung des Kapazitätsmarktes genutzt werden.

- Die Umweltverträglichkeit wird vom FK am meisten forciert, da zum einen bei den Bestandskraftwerken keine Braunkohlekraftwerke gefördert werden und zum anderen bei den Neubauten eine Präqualifikation hinsichtlich Emissionsgrenzwerten und Flexibilität erfolgen soll. Bei UK und DK wird die Umweltverträglichkeit als neutral eingestuft, da eine längere Nutzung alter Kraftwerke angereizt wird. Bei der SR werden ausschließlich Bestandsanlagen erhalten, was als negativ zu werten ist.
- Die Marktteilnahme der EE und der Verbraucher wird beim FK und beim DK am stärksten forciert. Beim FK ermöglicht die Teillauktion mit kurzen Vorlauf- und Vertragszeiten die Teilnahme von steuerbaren Lasten. Die Teilnahme steuerbarer EE wird zwar explizit erwähnt, aber nicht weiter spezifiziert. Beim DK wird sowohl die Einbindung der Nachfrageseite als auch der EE konkret angestrebt. Beim UK werden beide Segmente durch die langen Vorlaufzeiten der ersten Auktion benachteiligt. Bei der SR spielen EE keine Rolle.
- Die geographische Steuerung wird beim FK konkret erwähnt und lässt sich, bedingt durch den Fokus auf Neubauten, auch relativ unkompliziert umsetzen. Beim UK und beim DK ist eine Steuerung prinzipiell auch machbar, bei der SR ist eine Steuerung nur möglich so lange die stilllegungsbedrohten und somit förderfähigen Bestandsanlagen den regionalen Bedarf decken können.

In Summe lässt sich feststellen, dass die Konzepte des fokussierten und des dezentralen Kapazitätsmarktes, bezogen auf die für einen Kapazitätsmechanismus wichtigen Parameter, am geeignetsten sind. Da der FK im Vergleich zum DK vor allem durch eine kurzfristige Umsetzbarkeit, einen höheren Grad an Versorgungssicherheit und einen Umbau zu einem effizienten und umweltschonenden Kraftwerkspark, besser abschneidet, sollte dieses Modell weiter ausgearbeitet und kurzfristig implementiert werden. Dadurch können über das nächste Jahrzehnt Erfahrungen mit einem zusätzlichen Markt zur Vergütung von Kraftwerksleistung und Flexibilität gesammelt werden und es wird ein Umbau zu einem langfristig notwendigen flexiblen Kraftwerkspark stattfinden. Die guten Ansätze des DKs, wie etwa die wettbewerbslichere Ausrichtung des Leistungsmarktes durch eine Privatisierung der Leistungssicherung und den Einbezug aller dafür nutzbaren Optionen, könnten zu einem späteren Zeitpunkt als Weiterentwicklung des FKs implementiert werden.

6 Fazit und Vorschlag für ein Gesamtmarktdesign

Das derzeitige Strommarktdesign, in dessen Mittelpunkt der Energy Only Markt steht, welcher vom EEG und vom Regenergiemarkt flankiert wird, stößt vor dem Hintergrund der anstehenden Marktveränderungen zunehmend an seine Grenzen. Dabei konnten folgende drei Kernthemen und -probleme, welche durch den Fortbestand des derzeitigen Strommarktdesigns entstehen, identifiziert werden:

- Konventionelle Kraftwerke können nicht mehr ausreichend Deckungsbeiträge erzielen, obwohl sie für die Versorgungssicherheit von zentraler Bedeutung sind.

- Erneuerbare Energien werden trotz des zunehmenden Ausbaus langfristig nur bedingt in einen Wettbewerb treten und in den Markt integriert werden können.
- Die Qualitäten gesicherte Leistung und Flexibilität werden zunehmend an Bedeutung gewinnen, können aber nicht hinreichend gefördert werden.

Das zukünftige Marktdesign muss folglich Elemente enthalten, welche in erster Linie die wettbewerbliche Entwicklung und die Marktintegration der EE fördern, da diese langfristig über 80% des Stromverbrauches decken sollen und bereits zum heutigen Zeitpunkt über eine Umlage gefördert werden, welche höher als der Börsenpreis ist. Neben den Anpassungen im Bereich der EE, müssen, bedingt durch den Anstieg der fluktuierenden EE, die Qualitäten "gesicherte Leistung" und "Flexibilität" einen Preis erhalten. Dadurch ergibt sich letztendlich für konventionelle Kraftwerke ein zweiter Erlösstrom, welcher das Erzielen von Deckungsbeiträgen ermöglicht und Investitionen in neue Kraftwerke fördert. In Bezug auf die Marktannäherung und die Flexibilisierung der EE wurde, mit den im EEG 2012 eingeführten Regelungen zur Direktvermarktung, bereits ein erster Schritt getan. Auch bei der Leistungs- und Flexibilitätssicherung wurden durch die Kontrahierung der GuD-Anlagen Irsching 4 und Irsching 5 erstmals diese neuen Qualitäten vergütet.

Mit dem vom VKU vorgeschlagenen Strommarktdesign wurde zudem erstmals ein Konzept entwickelt, das die Kernthemen und –probleme des derzeitigen Marktdesigns aufnimmt und die Lösungsansätze bzw. Teilmodelle zu einem sich ergänzende Gesamtmarktdesign zusammenfügt. Obwohl die Ansätze des VKU-Modells als positiv bewertet werden können, so ist das Gesamtkonstrukt zu komplex als dass es kurzfristig und ohne größere Probleme umgesetzt werden könnte.

Basierend auf den Analysen zu den möglichen Alternativkonzepten im Bereich der Förderung der EE und im Bereich der Kapazitätsmechanismen, wird stattdessen ein Marktdesign vorgeschlagen, welches kurzfristig implementierbar ist und dabei:

- den Fokus auf den Wettbewerb zwischen den EE legt, diese langsam an den Markt heranführt und ihnen dennoch eine gewisse Investitionssicherheit bietet,
- den Qualitäten "gesicherte Leistung" und "Flexibilität" einen Preis gibt und dadurch den Erhalt und den Zubau ausreichender gesicherter und flexibler (konventioneller) Kraftwerksleistung fördert.

Daher wird für das zukünftige Strommarktdesign folgende Ausgestaltung vorgeschlagen:

- Fortbestand des Energy "Only" Marktes
Alle analysierten Konzepte stellen den EOM weiterhin in den Mittelpunkt des zukünftigen Marktdesigns und sehen die neuen Mechanismen nur als begleitende Konzepte. Der EOM bzw. der Strommarkt soll daher weiterhin als zentrales Kernelement des Marktes bestehen bleiben und die kurzfristige Allokation der Kraftwerke steuern, sowie Knappheitssignale aussenden. Alle Kraftwerke sollen in größtmöglichen Umfang am EOM teilnehmen
- Einführung eines Ausschreibungsmodells für erneuerbare Energien mit Direktvermarktungsmechanismen

Ein Ausschreibungsmodell lässt sich kurzfristig implementieren, schafft einen Wettbewerb zwischen den EE und ermöglicht einen kostenoptimalen Ausbau der EE. Gleichzeitig gibt dieses Modell den Anlagenbetreibern ausreichend Investitionssicherheit. Die Ausschreibung soll von einer zentralen Stelle koordiniert werden. Um die planwirtschaftliche Komponente möglichst gering zu halten, soll auf Sonderregelungen weitestgehend verzichtet werden und es soll auch keine technologie-spezifische Ausschreibung stattfinden. Um dezentrale Anlagen (hier insbesondere PV-Anlagen) und Offshore Windparks dennoch weiterhin fördern zu können, soll die ausgeschriebene Leistung nach Anlagengrößenklassen unterteilt werden. Regionale Teilausschreibungen können bei Bedarf dazu beitragen, den EE-Ausbau und den Netzausbau zu synchronisieren. Die Vergütungssystematik soll dieselbe wie im EEG sein. Die im Ausschreibungsverfahren erfolgreichen Anlagen erhalten ihren Gebotspreis über eine Dauer von 15-20 Jahren. Um eine zunehmende Marktintegration der EE zu fördern und die EEG-Umlage zu senken, sollen die im EEG 2012 neu eingeführten Mechanismen der Direktvermarktung verpflichtend sein (ausgenommen Kleinanlagen).

- Einführung eines fokussierten Kapazitätsmarktes

Ein fokussierter Kapazitätsmarkt, welcher in seinen Grundzügen dem vom LBD vorgeschlagenen Modell entsprechen soll, kann kurzfristig eingeführt werden und gewährleistet eine langfristige Versorgungssicherheit, sowie einen ökonomisch und ökologisch effizienten und nachhaltigen Umbau des konventionellen Kraftwerk-parks. Die Bestimmung der benötigten Kapazität sowie die Auktionierung werden von einer zentralen Stelle koordiniert. Der Zuschlag sollte zum Gebotspreis und nicht zum Market Clearing Preis erfolgen, um Überförderungen zu mindern. Zur Sichtbarmachung des Wertes der Versorgungssicherheit, sollen die Kosten über eine Umlage auf den Endkunden übertragen werden. Der Fokus des Kapazitätsmarktes soll zunächst auf stilllegungsbedrohten (effizienten) Bestandsanlagen und auf verschiebbaren Lasten liegen, da diese Potentiale kurzfristig und kostengünstig nutzbar gemacht werden können. Bei der Ausschreibung neuer Kapazitäten sollen Vorgaben in Bezug auf Flexibilitäts- und Emissionsparameter gemacht werden, um den zukünftigen Marktanforderungen und den klimapolitischen Zielen der Bundesregierung gerecht werden zu können. Speichertechnologien sollen expliziter angesprochen werden, da sie durch Aufnahme von Überschussstrom aus EE neben positiver auch negative Flexibilität bieten. Die Teilnahme steuerbarer EE soll auch forciert werden, mit dem Ziel diese zunehmend zu flexibilisieren und den Bedarf an konventioneller Leistung langfristig zu senken. Insbesondere flexible Biogas- und Biomasseanlagen, welche am Ausschreibungsmodell für EE nicht erfolgreich sind, können sich über die beiden Märkte optimieren.

- Koordination durch eine zentrale Stelle

Sowohl der fokussierte Kapazitätsmarkt als auch die Ausschreibung der EE soll von einer zentralen Stelle vollzogen werden. An dessen Spitze soll die Bundesnetzagentur stehen und zudem sollen weitere Stakeholder wie die ÜNBs, die VNBs, die Monopolkommission und gegebenenfalls Verbände involviert sein.

Das Funktionsprinzip des vorgeschlagenen Gesamtmarktdesigns wird in Abbildung 2 grafisch dargestellt.

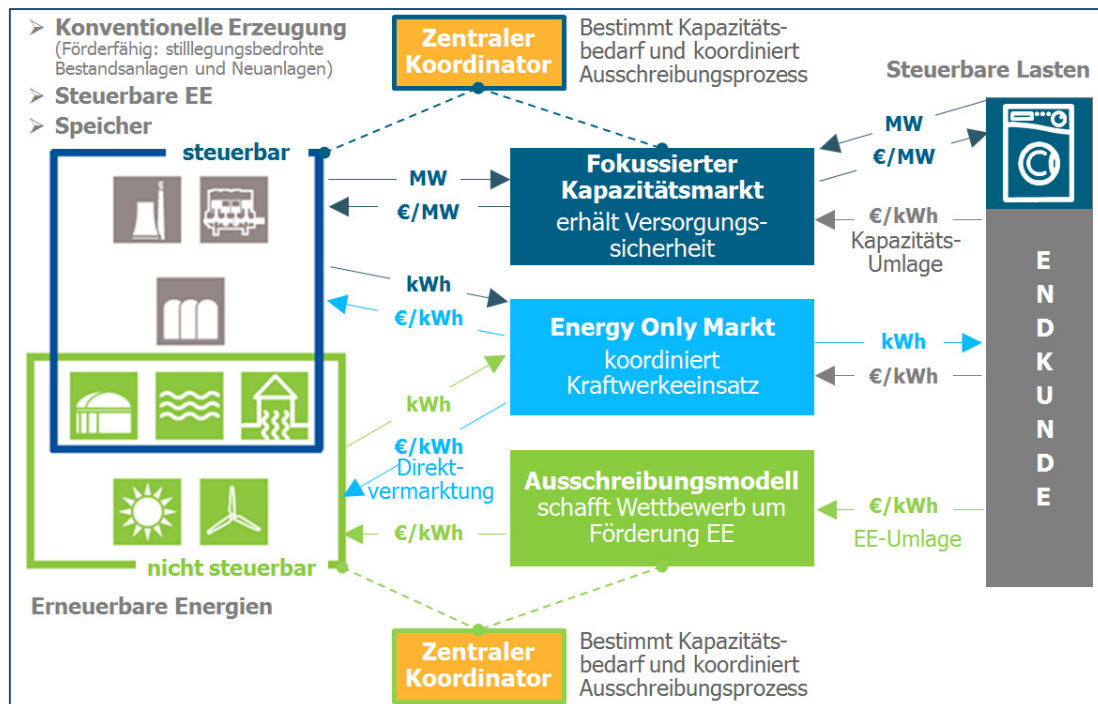


Abbildung 2: Vorschlag für ein zukunftsfähiges Strommarktdesign²⁶

Durch das vorgeschlagene Konzept können in den nächsten 10-15 Jahren die Weichen für eine langfristige Versorgungssicherheit gestellt werden, indem der Erhalt und der Zubau ausreichender flexibler Kraftwerkskapazitäten gewährleistet werden und nachfrageseitiges Flexibilisierungspotential erschlossen wird. Zudem werden die Voraussetzungen geschaffen, den EE-Ausbau wettbewerbsfähig und kosteneffizient voranzutreiben und die EE zunehmend an den Markt heranzuführen.

Die planwirtschaftliche Komponente des vorgeschlagenen Marktdesigns, wird mittelfristig erhalten bleiben müssen, um den Übergang hin zu einem Strommarkt basierend auf einem hohen Anteil EE zu sichern und Investoren und Betreiber erneuerbarer und konventioneller Kraftwerke vor Risiken zu schützen. Der Markteingriff des zentralen Koordinators soll soweit möglich eine steuernde Funktion haben und Wettbewerb fördern. Langfristig kann die planwirtschaftliche Komponente zurückgefahren werden und ein marktwirtschaftlicheres Modell an dessen Stelle treten, indem die Rolle des zentralen Koordinators auf die Vertriebsunternehmen übertragen und somit dezentralisiert wird. Die Vergütung der EE und der gesicherten Leistung erfolgt dann jeweils über separate Zertifikatsmärkte (Grünstromzertifikate für EE und Leistungszertifikate für gesicherte Leistung).

²⁶ Eigene Darstellung modifiziert nach VKU (2013)

Literaturverzeichnis

Azuma-Dicke, N. (2005): *Zweitbeste (Second-best) Instrumente der deutschen Politik zur Reduktion von CO₂ - Förderung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien.* Verfügbar unter: http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2005/2329/pdf/Dissertation_Azuma_Dicke.pdf [04.06.2013].

Bertram, F. (2013): *EEG oder Quote? Die Zukunft der Marktintegration erneuerbarer Energien.* In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 63 Jg. Heft 5. S. 14-17.

BET GmbH / enervis energy advisors GmbH (2013): *Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. Kurzfassung.* Studie im Auftrag des Verbandes kommunaler Unternehmen e.V. Verfügbar unter: http://www.vku.de/fileadmin/get/?24107/EMD_Gutachten_Kurzfassung.pdf [11.06.2013].

BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2011): *Das Energiekonzept und seine beschleunigte Umsetzung.* Verfügbar unter: <http://www.bmu.de/themen/klima-energie/energiewende/beschluesse-und-massnahmen/> [23.03.2013].

BNEF - Bloomberg New Energy Finance (2013). *Bloomberg New Energy Finance Portal.* Zugang über Bloomberg Terminal.

Consentec GmbH (2012): *Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland.* Untersuchung im Auftrag der EnBW AG. 07.02.2012.

DENA (2012): *Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt.* Studie im Auftrag der RWE AG. 15.08.2012. Berlin.

EEG 2009 (2008). Verfügbar unter: http://www.clearingstelle-eeg.de/files/EEG_2009_juris_Stand_110501.pdf [24.05.2013].

EEG 2012 (2011). Verfügbar unter: http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2012_bf.pdf [24.05.2013].

Elberg et al. (2012): *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign.* *Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI).* Gutachten im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Köln. März 2012. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/endbericht-untersuchungen-zu-einem-zukunftsaehigen-strommarktdesign,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf> [16.06.2013].

Fraunhofer ISE (2012): *Studie Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien. Version 30. Mai 2012.*

Graichen, P. (2013): *Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve? Ein Überblick über die aktuelle Debatte um die Versorgungssicherheit.* In: *Agora Energiewende* (Hrsg.), *Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?*. Berlin. März 2013.

Hewicken et al. (2012): *Vergleich der derzeit für Deutschland vorgeschlagenen Kapazitätsmechanismen.* WWF Deutschland. Verfügbar unter:

<http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Kapazitaetsmechanismen.pdf>
[16.06.2013].

Kopp et al. (2012): *Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren?*. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jahrgang 36, Ausgabe 4. S. 243-255.

Matthes et al. (2012): *Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem.* Öko-Institut e.V., LBD-Beratungsgesellschaft mbH, RAUE LLP. Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland. Verfügbar unter: <http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Fokussierte-Kapazitaetsmaerkte.pdf> [16.06.2013].

Monopolkommission (2011): *Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten.* Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG.

Neubarth, J. (2011): *Schwerpunktthema: Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem.* In: Energie für Deutschland 2011 - Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext. Weltenergierat Deutschland e.V.. S. 15-54.

Tietjen, O. (2012): *Kapazitätsmärkte – Hintergründe und Varianten mit Fokus auf einen emissionsarmen deutschen Strommarkt.* Germanwatch e.V. Verfügbar unter: <http://germanwatch.org/en/download/3564.pdf> [04.05.2013].

VKU – Verband kommunaler Unternehmen (2013): *Integriertes Energiemarktdesign.* Verfügbar unter: <http://www.vku.de/fileadmin/get/?24031/uebersicht-6.pdf> [18.06.2013]