

# Kapazitätsmechanismen

## Option für eine sichere und preisgünstige Stromversorgung in der EU?

Moritz Bonn & Götz Reichert



- ▶ Der zunehmende Anteil der schwankenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der EU erschwert die Finanzierung von Kraftwerken, die als Kapazitätsreserven jederzeit verlässlich Strom erzeugen und damit die Versorgungssicherheit gewährleisten können.
- ▶ Bevor Mechanismen zur Gewährleistung ausreichender Stromerzeugungskapazitäten eingeführt werden, muss geprüft werden, ob hierfür nicht bereits der Ausbau der grenzüberschreitenden Stromleitungen und eine stärkere Integration des Energiebinnenmarkts ausreichen.
- ▶ Eine zumindest auf regionaler Ebene abgestimmte Umsetzung von Kapazitätsmechanismen kann den Gesamtbedarf an gesicherter Kraftwerksleistung senken sowie „Trittbrettfahrerverhalten“ einzelner Mitgliedstaaten bei deren Finanzierung vermeiden.
- ▶ Die Entscheidung der deutschen Bundesregierung vom Juli 2015, vorübergehend Braunkohlekraftwerke ohne vorherige Ausschreibung in eine Kapazitätsreserve zu überführen, verstößt gegen die Grundsätze eines wettbewerblichen EU-Energiebinnenmarkts.

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Der Bedarf an gesicherter Erzeugungsleistung .....</b>	<b>4</b>
2.1	Die Eigenarten des Strommarktes .....	4
2.2	Die Liberalisierung der Strommärkte.....	4
2.2.1	Stromverkauf und Versorgungssicherheit als öffentliches Gut .....	4
2.2.2	Der Energy-Only-Markt und der zunehmende Anteil erneuerbarer Energien .....	5
2.2.3	Fehlende Investitionsanreize des Energy-Only-Markts? .....	6
2.3	Der Ausbau der grenzüberschreitenden Strominfrastruktur.....	7
<b>3</b>	<b>Kapazitätsmechanismen .....</b>	<b>8</b>
3.1	Hintergrund.....	8
3.2	Strategische Reserve (SR) .....	9
3.3	Zentraler Kapazitätsmarkt (ZKM).....	9
3.4	Dezentraler Leistungsmarkt (DLM).....	10
<b>4</b>	<b>Beihilfeleitlinien der Europäischen Kommission.....</b>	<b>12</b>
4.1	Beihilferechtliche Bedenken .....	12
4.2	System der Beihilfekontrolle nach Art. 107–109 AEUV.....	12
4.3	Leitlinien für Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020 .....	13
4.3.1	Anwendungsbereich .....	13
4.3.2	Zielsetzung der Beihilfe .....	14
4.3.3	Erforderlichkeit der Beihilfe.....	14
4.3.4	Geeignetheit der Beihilfe .....	14
4.3.5	Angemessenheit der Beihilfe.....	15
4.3.6	Negative Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel.....	15
<b>5</b>	<b>Bewertung .....</b>	<b>16</b>
5.1	Vergleichende Bewertung der verschiedenen Kapazitätsmechanismen.....	16
5.1.1	Strategische Reserve.....	16
5.1.2	Zentraler Kapazitätsmarkt .....	17
5.1.3	Dezentraler Leistungsmarkt.....	18
5.1.4	Vor- und Nachteile.....	18
5.2	Allgemeine Anforderungen an Kapazitätsmechanismen .....	19
5.2.1	Kostenverteilung.....	19
5.2.2	Festlegung des Ausübungspreises.....	20
5.2.3	Kompatibilität mit dem EU-Energiebinnenmarkt .....	20
<b>6</b>	<b>Fazit.....</b>	<b>22</b>

## 1 Einleitung

Die Europäische Kommission hat im Juli 2015 eine konsultative Mitteilung über die Neugestaltung des europäischen Strommarkts („Strommarktdesign“) vorgestellt.<sup>1</sup> Darin bekräftigt sie das Ziel einer versorgungssicheren und klimafreundlichen Stromversorgung zu bezahlbaren Preisen.<sup>2</sup> Maßnahmen zur Messung und Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit sollen EU-weit koordiniert werden und den Wettbewerb im Binnenmarkt nicht verzerren. Um dies zu erreichen, will die Kommission 2016 Rechtsvorschriften zur Sicherheit der Stromversorgung vorschlagen.<sup>3</sup>

Für eine sichere Stromversorgung ist neben einem gesicherten Zugang zu Brennstoffen wie Kohle oder Erdgas und einer gut ausgebauten Stromnetzinfrastruktur auch entscheidend, ob ausreichend „gesicherte Erzeugungsleistung“ in der EU vorhanden ist. Dies sind Kraftwerkskapazitäten, die unabhängig von Tageszeit oder Witterung Strom zu jedem Zeitpunkt sicher ins Netz einspeisen können. Demnach stellen insbesondere Windkraft- und Solarkraftwerke, deren Stromeinspeisung tageszeit- und/oder witterungsbedingt stark schwankt, keine gesicherte Erzeugungsleistung dar.

Derzeit besteht in den Mitgliedstaaten der EU kein Mangel an gesicherter Erzeugungsleistung. Vielmehr übersteigt die vorhandene Kapazität an gesicherter Leistung den Bedarf an Stromerzeugung in Zeiten mit hohem Strombedarf („Spitzenlastzeiten“), was insbesondere an der relativ geringen Stromnachfrage aufgrund der Wirtschaftskrise und dem noch hohen Bestand an abgeschriebenen Altkraftwerken liegt.<sup>4</sup> Ob auch zukünftig ohne eine Reform des bestehenden Strommarkts die Stromversorgung in der EU gewährleistet ist, wird seit einigen Jahren kontrovers diskutiert. So geht die Europäische Kommission davon aus, dass 2020 die Kapazitäten für eine sichere Stromerzeugung in 14 Mitgliedstaaten unzureichend sein könnten.<sup>5</sup>

Viele der jetzt noch im Markt befindlichen Kraftwerke werden mittelfristig aufgrund ihres Alters stillgelegt. Da zudem die Anreize, in neue gesicherte Kraftwerksleistung zu investieren, aufgrund niedriger Großhandelsstrompreise gering sind, gehen immer mehr Mitgliedstaaten dazu über, sog. „Kapazitätsmechanismen“ zu entwickeln, die die Bereitstellung gesicherter Leistung gesondert vergüten. Auch die deutsche Bundesregierung hat im Juli 2015 die Einführung einer sog. „Kapazitätsreserve“ beschlossen.<sup>6</sup>

Dieser ceplnput soll einen Beitrag zur aktuellen Diskussion über die Vor- und Nachteile von Kapazitätsmechanismen im EU-Energiebinnenmarkt leisten. Kapitel 2 beschreibt die Besonderheiten des Strommarktes und die Entwicklungen, die zu einer zunehmenden Knappheit an gesicherter Erzeugungsleistung geführt haben. Kapitel 3 stellt die verschiedenen Arten von Kapazitätsmechanismen dar, die in manchen Mitgliedstaaten bereits geplant oder bereits eingeführt worden sind. Kapitel 4 unternimmt eine ökonomische Folgenabschätzung der verschiedenen Mechanismen und nennt allgemeine ordnungspolitische Anforderungen an Kapazitätsmechanismen. Kapitel 5 legt die europarechtlichen Rahmenbedingungen für die Einführung von Kapazitätsmechanismen dar.

---

<sup>1</sup> Europäische Kommission, Mitteilung COM(2015) 340 vom 15. Juli 2015, Einleitung des Prozesses der öffentlichen Konsultation zur Umgestaltung des Energiemarkts.

<sup>2</sup> Europäische Kommission, Mitteilung KOM(2007) 1 vom 10. Januar 2007, Eine Energiepolitik für Europa, S. 3 ff.

<sup>3</sup> Europäische Kommission, Mitteilung COM(2015) 80 vom 25. Februar 2015, Rahmenstrategie für eine krisenfesten Energieunion mit einer zukunftsorientierten Klimaschutzstrategie, S. 23.

<sup>4</sup> Europäische Kommission, Arbeitspapier SWD(2013) 438 vom 5. November 2013, Generation in the internal electricity market – guidance on public interventions, S. 9; hierzu cepAnalyse Nr. 17/2014.

<sup>5</sup> COWI; THEMA Consulting Group; E3M-Lab (2013): Capacity mechanisms in individual markets within the IEM, S. 65.

<sup>6</sup> Politische Vereinbarung der Parteivorsitzenden von CDU, CSU und SPD vom 1. Juli 2015 (2015): Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende, S. 3 f.; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015): Ein Strommarkt für die Energiewende, Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), S. 79 f.

## 2 Der Bedarf an gesicherter Erzeugungsleistung

### 2.1 Die Eigenarten des Strommarktes

Der Strommarkt unterscheidet sich in vielerlei Hinsicht von anderen Gütermärkten. Insbesondere muss zur Aufrechterhaltung der Stabilität des Stromsystems stets gewährleistet sein, dass zu jeder Zeit das physikalische Stromangebot der physikalischen Stromnachfrage entspricht. Andernfalls kann es zur Absenkung der Netzfrequenz und dadurch zu Stromausfällen kommen. Außerdem ist sowohl das Angebot als auch die Nachfrage nach Strom nur in begrenztem Maße flexibel. So ist die Stromnachfrage sehr preisunelastisch, da die Mehrzahl der Endverbraucher derzeit kaum Möglichkeiten hat, auf Preissignale auf dem Großhandelsmarkt für Strom zu reagieren. Vielmehr schwankt die Nachfrage nach Strom in Abhängigkeit von Tageszeit und Witterung. Auf absehbare Zeit ist Strom im großen Umfang aber nur begrenzt speicherbar.<sup>7</sup> Natürliche Speicherpotenziale – wie etwa Pumpspeicherkraftwerke – sind in vielen Mitgliedstaaten nur begrenzt vorhanden und alternative Technologien – wie große Batteriespeicher – sind derzeit noch sehr teuer.<sup>8</sup>

Somit muss gewährleistet sein, dass Stromerzeuger über ausreichend „gesicherte Erzeugungsleistung“ verfügen. Aber auch Kraftwerke, die Strom verlässlich erzeugen können, sind kurz- und mittelfristig nur bis zu ihren Kapazitätsgrenzen flexibel. Planung und Bau neuer Kraftwerkskapazitäten haben einen zeitlichen Vorlauf von mehreren Jahren. Sie werden zudem nur dann gebaut, wenn sie für die Betreiber rentabel sind. Dazu muss gewährleistet sein, dass sie hinreichend oft Strom zu einem ausreichenden Preis ins Netz einspeisen können. Dies ist aber in liberalisierten Strommärkten nicht sicher.

### 2.2 Die Liberalisierung der Strommärkte

#### 2.2.1 Stromverkauf und Versorgungssicherheit als öffentliches Gut

In den Mitgliedstaaten der EU sorgten traditionell vertikal integrierte Stromkonzerne (VIS), die neben Stromerzeugung und -vertrieb auch die Stromnetze kontrollierten, für die Versorgung der Stromverbraucher und gleichzeitig für die Systemsicherheit in den nationalen Stromnetzen. Die Versorgung mit Strom wurde lange Zeit als Aufgabe der öffentlichen Daseinsvorsorge verstanden, in der Annahme, dass nur eine begrenzte Anzahl an staatlich kontrollierten Großunternehmen für eine zuverlässige, preisgünstige und vollumfängliche Stromversorgung eines Landes sorgen könne.<sup>9</sup>

Im Zuge der Liberalisierung der Stromversorgung durch das sog. Dritte Energiebinnenmarktpaket<sup>10</sup> mussten die VIS die Kontrolle über ihre Stromnetze abgeben und ihre Netze allen potenziellen Stromerzeugern öffnen.<sup>11</sup> Das hat einen Großhandelsmarkt für Strom geschaffen, auf dem verschiedene Erzeuger untereinander im Wettbewerb stehen. Da die Betreiber der Kraftwerke dabei nur für die tatsächlich von ihnen eingespeisten Strommengen zu Großhandelspreisen vergütet werden, wird der Strommarkt auch als „Energy-Only-Markt“ (EOM) bezeichnet. Das Gut „Versorgungssicherheit“ – also die Fähigkeit, zu jedem Zeitpunkt die benötigte Menge an Strom bereitzustellen zu können – wird auf dem EOM nicht gehandelt, so dass ihm auch kein Preis zugewiesen wird.

<sup>7</sup> Joskow, P. (2012): Creating a Smarter U.S. Electricity Grid, *Journal of Economic Perspectives*, Vol. 26, p. 31 ff.

<sup>8</sup> Bode, S.; Groscurth, H.-M. (2015): Knappheitspreise oder Kapazitätsmechanismen – Wie lassen sich Anreize für Investitionen in neue Kraftwerke schaffen?, *Kurzstudie*, arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, S. 16.

<sup>9</sup> Fischer, S. (2011): *Auf dem Weg zur gemeinsamen Energiepolitik*, S. 162 f.

<sup>10</sup> Bonn, M.; Heitmann, N.; Nader, N.; Reichert, G.; Voßwinkel, J. (2014): *cepKompass Die Klima- und Energiepolitik der EU – Stand und Perspektiven*, S. 46 ff.

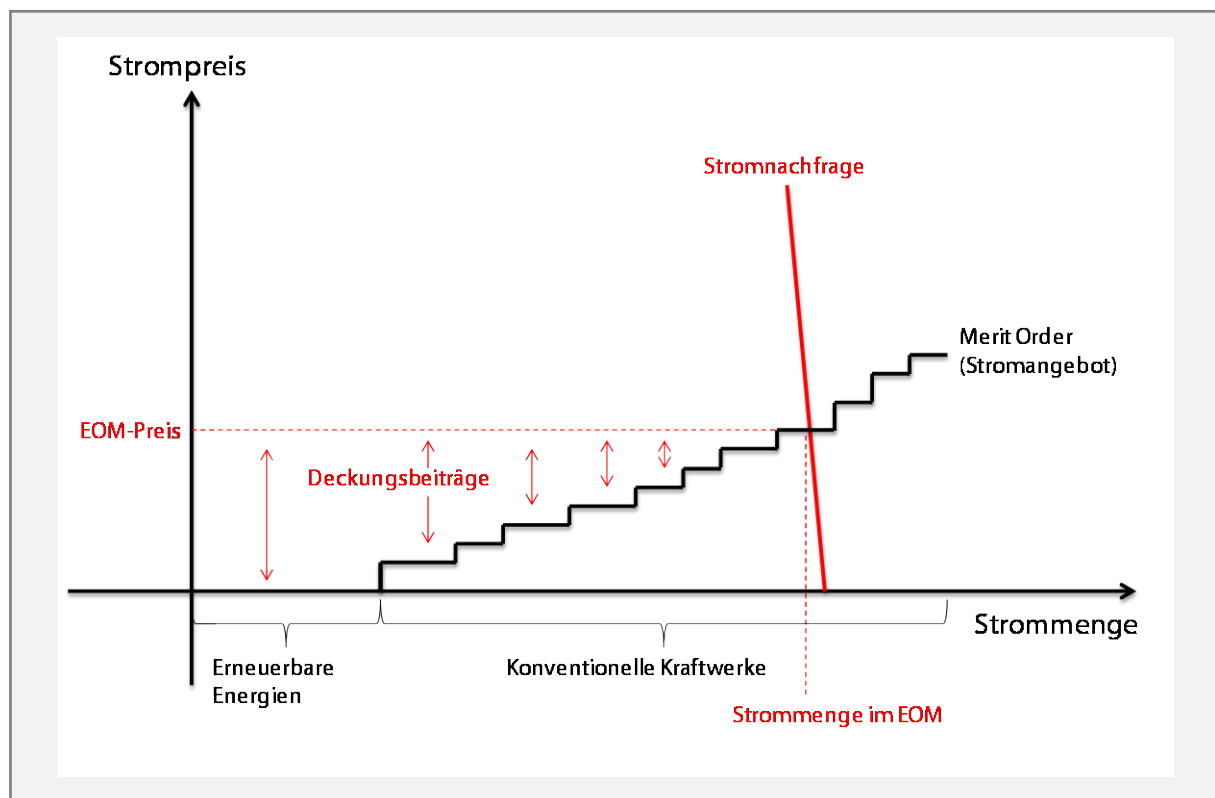
<sup>11</sup> Artikel 9 der Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG.

Es existiert vielmehr als öffentliches Gut.<sup>12</sup> Die Versorgungssicherheit ist primär von der Bereitschaft der diversen Energieerzeuger abhängig, ausreichend Kapazitäten bereitzuhalten, um den Strombedarf jederzeit bedienen zu können. Anders als bei einer zentralen Stromversorgung durch einen oder wenige Stromerzeuger berücksichtigen viele einzelne Stromerzeuger im liberalisierten Strommarkt bei ihren Investitionsentscheidungen allerdings nicht oder nur unzureichend, dass der Bau neuer Kraftwerke zum öffentlichen Gut „Versorgungssicherheit“ beiträgt.<sup>13</sup> Da Versorgungssicherheit nicht eigens vergütet wird, gibt es auch für das einzelne Unternehmen keinen Anreiz, diese bereitzustellen. Folglich kommt es zu Unterinvestitionen in neue Kraftwerke.

### 2.2.2 Der Energy-Only-Markt und der zunehmende Anteil erneuerbarer Energien

Auf dem EOM geben Stromanbieter Gebote in der Höhe der Grenzkosten ihrer Stromerzeugung ab (Abbildung 1). Die preislich gestaffelte Aufreihung dieser Gebote („Merit Order“) stellt die Angebotsfunktion auf dem EOM dar. Der Preis auf dem EOM liegt im Schnittpunkt von Stromangebot und -nachfrage und entspricht demnach den variablen Stromerzeugungskosten des letzten Kraftwerks, das noch zur Deckung der Nachfrage benötigt wird. Alle Kraftwerke mit niedrigeren Stromerzeugungskosten werden dann zu diesem Preis entlohnt und erwirtschaften dadurch einen Deckungsbeitrag zur Finanzierung ihrer Kraftwerksinvestitionen.

**Abbildung 1: Das Gleichgewicht auf dem Energy-Only-Markt**



Quelle: cep

<sup>12</sup> Ein öffentliches Gut ist ein Gut, das unabhängig von der Zahl der Nutzer in gleich hoher Qualität gemeinschaftlich genutzt werden kann. Meist wird als zusätzliches Kriterium genannt, dass von diesem Konsum kein Nutzer ausgeschlossen werden kann.

<sup>13</sup> Europäische Kommission, Arbeitspapier SWD(2013) 438 vom 5. November 2013, Generation in the internal electricity market – guidance on public interventions, S. 2.

Der Wettbewerb im EOM kann dazu führen, dass der Großhandelspreis an vielen Tagen im Jahr so niedrig ist, dass Kraftwerke mit relativ hohen Grenzkosten keinen Strom einspeisen können und irgendwann aufgrund der resultierenden Unterauslastung stillgelegt werden. Aus dem gleichen Grund werden Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten unterbleiben. Dies kann dazu führen, dass an Tagen mit außergewöhnlich hohem Strombedarf die Stromversorgungssicherheit nicht gewährleistet ist, da zu wenig Erzeugungskapazität im EOM-Markt existiert, um die Nachfrage zu bedienen.

Der zunehmende Anteil wetter- und tageszeitabhängiger erneuerbarer Energien an der Stromversorgung hat dieses Problem in zweifacher Hinsicht verstärkt. Zum einen stellen Windkraft- und Solaranlagen keine gesicherte Leistung dar, weil sie Strom jeweils nur bei ausreichender Windgeschwindigkeit oder Sonneneinstrahlung ins Stromnetz einspeisen können. Zum anderen sind die variablen Kosten der Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie annähernd null. An wind- und sonnenreichen Tagen werden Windkraft- und Solaranlagen daher den Großteil der Stromnachfrage decken und konventionelle Kraftwerke mit ihren deutlich höheren variablen Kosten über die Merit-Order aus dem Markt drängen. Mit einem wachsenden Anteil der erneuerbaren Energien sinkt daher die Möglichkeit der konventionellen Kraftwerke, sich über die Erlöse am EOM zu finanzieren.

### 2.2.3 Fehlende Investitionsanreize des Energy-Only-Markts?

Staatliche Regulierung – z.B. durch staatlich gesetzte Höchstpreise – kann verhindern, dass es in Knappheitszeiten zu Preisspitzen auf dem EOM kommt. Dadurch wird allerdings die Möglichkeit der Kraftwerksbetreiber verringert, die Kosten für Betrieb und Bau neuer Kraftwerke durch Deckungsbeiträge im EOM zu finanzieren.<sup>14</sup> Dieses Problem wird als „Missing-Money“ bezeichnet.<sup>15</sup>

Daher wird häufig argumentiert, dass ausreichend Anreize für Investitionen in gesicherte Kraftwerksleistung gegeben seien, wenn Preisspitzen auf dem EOM in Knappheitsfällen zugelassen würden.<sup>16</sup> Stromhändler könnten sich gegen diese Preisspitzen durch Termingeschäfte absichern, über die sich der Aufbau neuer Kraftwerke finanzieren ließe.

Ohne staatliche Strompreisregulierung entstehen Preisspitzen im Markt allerdings nur bei ausgeprägter Stromknappheit.<sup>17</sup> Sie müssten aber in einer Häufigkeit auftreten, die die erforderlichen Kraftwerksinvestitionen ermöglicht. Dies setzt häufig auftretende Zeiten mit Strompreisspitzen voraus. Vor diesem Hintergrund ist das beschriebene Argument aus zwei Gründen problematisch:

Erstens: Selbst ohne staatliche Beschränkungen des Strompreises ist das Risiko ausbleibender Strompreisspitzen für Investoren sehr hoch.<sup>18</sup> Denn das Auftreten möglicher Preisspitzen ist mit sehr viel Unsicherheit verbunden und mehrere Jahre im Voraus schwer zu prognostizieren. Strompreise sind sehr volatil und hängen von zahlreichen Entwicklungen ab, die für Investoren heute nur schwer kalkulierbar sind.<sup>19</sup> Dazu zählen z.B. mögliche Reformen des EU-Emissionshandelssystems

---

<sup>14</sup> Vázquez, C.; Rivier, M.; Pérez-Arriaga, I.-J. (2002): A Market Approach to Long-Term Security of Supply. IEEE Transactions on Power Systems, 17 (2), S. 1.

<sup>15</sup> Cramton, P.; Stoft, S. (2006): The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity, Manuscript, S. 9 ff.

<sup>16</sup> Kranner, K.; Sharma, S. (2013): Das europäische Strommarktdesign der Zukunft, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 1,2/2013, S. 64.

<sup>17</sup> bdew (2014): Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarkts, Positionspapier, S. 4.

<sup>18</sup> Cramton, P.; Ockenfels, A. (2012). Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector, Zeitschrift für Energiewirtschaft 36: 113–136.

<sup>19</sup> Richert, J.; Paulun, T. (2013): Kapazitätsmechanismen: Der Bedarf ist unklar, die Lösungsvorschläge komplex, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 9/2013, S. 13.

sowie die zukünftige Ausgestaltung der Förderung erneuerbarer Energien.<sup>20</sup> Wenn man dazu berücksichtigt, dass Investitionen in neue Kraftwerke einen zeitlichen Vorlauf von mehreren Jahren haben und viel Kapital binden, ist zumindest fraglich, ob die vage Hoffnung auf hohe Preisspitzen in der Zukunft einen ausreichenden Investitionsanreiz in neue Kraftwerke bietet.<sup>21</sup>

Zweitens: In vielen Staaten sind Strompreisspitzen politisch nicht erwünscht. Denn diese offenbaren, dass diejenigen Unternehmen, die noch in der Lage sind, zusätzliche Strommengen anzubieten, über erhebliche Marktmacht verfügen. Diese Marktmacht könnte grundsätzlich zu missbräuchlich hohen Preisaufschlägen führen.

Allerdings greift in Fällen der Marktmacht das Verbot des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung (Art. 102 AEUV<sup>22</sup>, §§ 19, 29 des deutschen GWB<sup>23</sup>). So ist es in Deutschland marktbeherrschenden Unternehmen insbesondere verboten, Entgelte zu fordern, „die die Kosten in unangemessener Weise überschreiten“ (§ 29 GWB Abs. 1 Nr. 2). Preise oberhalb der Grenzkosten sind daher besonders begründungspflichtig. Sie können im Einzelfall zulässig sein, wenn das Unternehmen nachweist, dass Aufschläge auf die Grenzkosten erforderlich sind, um die gesamten Durchschnittskosten eines Kraftwerkparks zu erwirtschaften.<sup>24</sup>

### 2.3 Der Ausbau der grenzüberschreitenden Strominfrastruktur

Für die Schaffung des EU-Strombinnenmarkts, in dem Strom über Grenzen hinweg gehandelt werden kann, ist der Ausbau der grenzüberschreitenden Stromverbindungsleitungen zwischen den Mitgliedstaaten („Grenzkuppelstellen“) unerlässlich. Eine grenzübergreifend vernetzte Strominfrastruktur soll wesentlich dazu beitragen, wettbewerbsfähige Strompreise zu ermöglichen, die CO<sub>2</sub>-Reduktion („Dekarbonisierung“) im Stromsektor zu erleichtern und die Stromversorgungssicherheit in der EU zu erhöhen.<sup>25</sup> Der Europäische Rat der Staats- und Regierungschefs hatte daher bereits 2002 beschlossen, dass in allen Mitgliedstaaten die Kapazität der grenzüberschreitenden Stromverbindungsleitungen zu anderen Mitgliedstaaten 2005 mindestens 10% der heimischen Stromerzeugungskapazität („Verbundgrad“) betragen muss („Stromverbundziel“).<sup>26</sup> In den letzten Jahren ist es in der Folge zu einem deutlichen Ausbau der Grenzkuppelstellen gekommen.<sup>27</sup> Im Oktober 2014 hat der Europäische Rat ein Stromverbundziel von 15% für 2030 festgelegt.<sup>28</sup>

Insbesondere vor dem Hintergrund eines zunehmenden Anteils von Wind- und Sonnenenergie an der Stromerzeugung in der EU wird der Ausbau der grenzüberschreitenden Stromnetze als eine Möglichkeit angesehen, Schwankungen bei der Stromerzeugung EU-weit zu glätten, indem Stromüberschüsse aus einem Land in ein anderes Land exportiert werden. Der Bedarf für die vorzuhaltende gesicherte Erzeugungsleistung würde sich dadurch verringern. Dies hat aber nur dann einen wesentlichen Effekt auf die Stromversorgungssicherheit, wenn die witterungsbedingten

---

<sup>20</sup> Europäische Kommission, Mitteilung COM(2015) 80 vom 25. Februar 2015, Rahmenstrategie für eine krisenfeste Energieunion mit einer zukunftsorientierten Klimaschutzstrategie.

<sup>21</sup> De Vries, L. (2007): Generation Adequacy: Helping the Market do its Job, Utilities Policy 15, S. 21.

<sup>22</sup> Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union.

<sup>23</sup> Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen.

<sup>24</sup> Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel. Abschlussbericht gemäß § 32e GWB, Januar 2011 S. 26 f.

<sup>25</sup> Europäische Kommission, Mitteilung COM(2015) 82 vom 25. Februar 2015 über die Erreichung des Stromverbundziels von 10%, S. 2; hierzu cepAnalyse Nr. 11/2015.

<sup>26</sup> Schlussfolgerungen des Europäischen Rates vom 15./16. März 2002, Rn. 37.

<sup>27</sup> Europäische Kommission, Mitteilung COM(2015) 82 vom 25. Februar 2015 über die Erreichung des Stromverbundziels von 10%, S. 4 f.

<sup>28</sup> Schlussfolgerungen des Europäischen Rates vom 23./24. Oktober 2014, Rn. 4.

Schwankungen bei der Stromeinspeisung in der EU asymmetrisch verlaufen. Es darf also z.B. nicht in der gesamten EU gleichzeitig windstill und/oder stark bewölkt sein.<sup>29</sup>

Es muss zudem berücksichtigt werden, dass der Ausbau der Grenzkuppelstellen den Wettbewerb auf den Großhandelsmärkten noch verschärfen kann. Dadurch kann die Möglichkeit der Kraftwerksbetreiber weiter gesenkt werden, sich über den EOM zu finanzieren. Das öffentliche Gut „Versorgungssicherheit“ ist in einem Binnenmarkt mit einer noch größeren Anzahl potenzieller Stromerzeuger noch schwieriger bereitzustellen.

## 3 Kapazitätsmechanismen

### 3.1 Hintergrund

Da zunehmend angezweifelt wird, dass allein der Ausbau der grenzüberschreitenden Strominfrastruktur und die Anreize auf dem EOM geeignet sind, um ein hohes Maß an Stromversorgungssicherheit zu erzielen, sind in den vergangenen Jahren in zahlreichen EU-Staaten sog. „Kapazitätsmechanismen“ geplant und eingeführt worden, die sicherstellen sollen, dass ausreichende Anreize für Investitionen in gesicherte Leistung generiert werden. Kapazitätsmechanismen sehen vor, dass Erzeuger nicht nur für die tatsächlich produzierte Strommenge, sondern auch für das Vorhalten an Leistung entlohnt werden. Dadurch soll das „Missing-Money-Problem“ gelöst werden.

Bei allen Kapazitätsmechanismen wird vom Netzbetreiber oder einer anderen zentralen Stelle („Regulierer“) im EOM ein Knappheit indizierender Höchstpreis („Ausübungspreis“) festgelegt, der Verbraucher gegen Preisspitzen auf dem EOM absichern soll. Wann „Knappheit“ auf dem EOM eintritt, hängt von der Höhe des Ausübungspreises ab. Je niedriger er gewählt wird, desto eher tritt Knappheit auf dem EOM ein.

Darüber hinaus lassen sich Kapazitätsmechanismen in drei Gruppen einteilen: Bei der „Strategischen Reserve“ (SR), die in Schweden und Finnland voraussichtlich bis 2020<sup>30</sup> genutzt wird, stehen Reservekraftwerke ausschließlich als Absicherung für Extremsituationen zur Verfügung, ohne aber am EOM teilnehmen zu dürfen (3.2). Auch die von der deutschen Bundesregierung geplante „Kapazitätsreserve“ stellt eine Strategische Reserve dar. Bei einem „zentralen Kapazitätsmarkt“ (ZKM), wie es ihn in Großbritannien gibt, beziehen die Stromerzeuger Einnahmen sowohl aus der reinen Stromvermarktung als auch aus der Vorhaltung von gesicherter Leistung; deren Zuteilung wird durch eine zentrale Stelle über eine Auktion bestimmt (3.3). Bei einem „dezentralen Leistungsmarkt“ (DLM), wie er derzeit in Frankreich und Griechenland in Planung ist, müssen Nachfrager für das Gut „gesicherte Leistung“, also für die Garantie einer sicheren Stromversorgung, sog. „Leistungszertifikate“ erwerben. Technisch flexible Nachfrager können durch Nachfragemanagement diese Zertifikatekosten einsparen.

---

<sup>29</sup> Bode, S.; Groscurth, H.-M. (2015): Knappheitspreise oder Kapazitätsmechanismen – Wie lassen sich Anreize für Investitionen in neue Kraftwerke schaffen?, Kurzstudie, arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, S. 25.

<sup>30</sup> Agora-Energiewende (2013): Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?, S. 12.



## 3.2 Strategische Reserve (SR)

Bei der Strategischen Reserve (SR) stellt der Regulierer das Vorhalten einer festgelegten Kraftwerkskapazität für einen bestimmten Zeitraum<sup>31</sup> sicher, indem deren Betreiber regelmäßige „Kapazitätzahlungen“ erhalten. Die Bereitstellung der Reservekapazitäten wird in der Regel technologieneutral ausgeschrieben und an den Bieter mit dem günstigsten Gebot vergeben.<sup>32</sup> Alternativ kann der Regulierer die Kapazität auch selbst kaufen oder leasen.<sup>33</sup> Auch die in Deutschland geplante Kraftwerksreserve sieht mittelfristig eine Festlegung der Kraftwerke durch Auktionen vor. Allerdings sollen aus klimapolitischen Motiven vorübergehend alte, aber noch wirtschaftliche, Braunkohlekraftwerke in die Kraftwerksreserve überführt werden, bevor sie endgültig stillgelegt werden.<sup>34</sup>

Die Besonderheit der SR liegt darin, dass die in ihr befindlichen Kraftwerke nicht am regulären Stromhandel teilnehmen dürfen. Sie werden dem EOM entzogen und ausschließlich in Knappheitszeiten sukzessive zur Stromerzeugung eingesetzt.<sup>35</sup> Die Gesamtmenge an gesicherter Leistung setzt sich somit aus der SR und der gesicherten Kraftwerksleistung im EOM zusammen.

Sobald der Strompreis im EOM die Höhe des Ausübungspreises erreicht, gelangt die SR zum Einsatz; die Reservekraftwerke beginnen, Strom zu erzeugen. Dadurch wird der Knappheit im Markt entgegengewirkt und verhindert, dass der Strompreis über den Ausübungspreis hinaus weiter ansteigt.<sup>36</sup>

Mit der SR sollen unerwünschte Preisspitzen – die häufig als Zeichen mangelnder Versorgungssicherheit gewertet werden – vermieden werden. Der Regulierer muss lediglich festlegen, welcher Preis auf dem EOM gerade noch zulässig ist. Je niedriger der Ausübungspreis gewählt wird, desto eher wird die SR ausgelöst und desto mehr Reservekapazität muss bereitgehalten werden. Gleichzeitig wird durch einen niedrigen Ausübungspreis relativ teure Stromerzeugungskapazität aus dem EOM gedrängt. Die Wahl des Ausübungspreises beeinflusst also auch die Kapazitätsaufteilung zwischen EOM und SR.

Sofern die SR eingesetzt wird, erhält der Kraftwerksbetreiber eine Kompensation (lediglich) in Höhe der variablen Stromerzeugungskosten. Die Kapazitätzahlungen werden durch eine Gebühr finanziert, die üblicherweise auf die Stromkunden umgelegt wird.<sup>37</sup>

## 3.3 Zentraler Kapazitätsmarkt (ZKM)

Zentrale Kapazitätsmärkte (ZKM) sind in mancher Hinsicht mit der SR vergleichbar. Auch hier muss ein Regulierer gewährleisten, dass sichere Erzeugungskapazität in ausreichendem Umfang bereitgestellt wird. Im Unterschied zur SR beschafft der Regulierer jedoch nicht eine bestimmte Menge an Reservekapazität zusätzlich zur Kapazität im EOM, sondern legt die Gesamtmenge an benötigter gesicherter Leistung direkt zentral fest und beschafft diese über eine Auktion. Die Unternehmen, die den Zuschlag erhalten, erhalten wie bei der SR regelmäßige Kapazitätzahlungen. Anders als bei der SR dürfen sie aber gleichzeitig regulär Strom am EOM verkaufen.

---

<sup>31</sup> Bei neugebauten Kraftwerken wird üblicherweise ein längerer Zeitraum angesetzt als bei Bestandskraftwerken.

<sup>32</sup> Üblicherweise sind kurzfristige Anpassungsauktionen zusätzlich notwendig.

<sup>33</sup> De Vries, L. (2007): Generation Adequacy: Helping the Market do its Job, Utilities Policy 15, S. 25.

<sup>34</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015): Ein Strommarkt für die Energiewende, Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), S. 79 ff.

<sup>35</sup> Energiewirtschaftliches Institut der Universität Köln: Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign, Köln 2012, S. 50.

<sup>36</sup> Ebd., S. 48.

<sup>37</sup> Neuhoff, K., Diekmann, J., Schill, W.-P., Schwenen, S. (2013): Strategische Reserve zur Absicherung des Strommarkts, DIW Wochenbericht Nr. 48/2013, S. 9.

Typischerweise sind bei ZKM die Kapazitätzahlungen an die Verpflichtung gekoppelt, die durch Preisspitzen entstehenden Kosten bei Stromknappheit auf dem EOM zu übernehmen. Dies erfolgt in Form von Verfügbarkeitsoptionen („Call-Optionen“), die den Käufern am EOM zusichern, den Strom jederzeit zum Ausübungspreis erwerben zu können. Wenn der Preis auf dem EOM über dem Ausübungspreis liegt, müssen die Stromerzeuger, die Kapazitätzahlungen erhalten, die Differenz aus Strompreis und Ausübungspreis bezahlen. Das Risiko hoher Preisspitzen wird also auf die Stromerzeuger übertragen.<sup>38</sup>

Die Unternehmen, die an der Auktion teilnehmen wollen, müssen eine „Präqualifikation“ durchlaufen, um sicherzustellen, dass sie tatsächlich gesicherte Leistung bereitstellen können. Dabei können auch weitere Kriterien festgelegt werden, die den Kreis der an der Auktion teilnehmenden Kraftwerke einschränken können. In diesem Fall wird auch von einem „fokussierten ZKM“ gesprochen im Gegensatz zum „umfassenden ZKM“, bei dem keine weiteren Voraussetzungen in Bezug auf die zu erbringenden Kraftwerkseigenschaften gemacht werden.

Mögliche Kriterien bei fokussierten ZKM können z.B. sein, dass die Kraftwerke, die sich um Kapazitätzahlungen bewerben wollen, CO<sub>2</sub>-arm sein oder nachweisen müssen, dass sie ohne Kapazitätzahlungen von Stilllegung betroffen sind.<sup>39</sup> Die Förderung konzentriert sich also wie bei der SR nur auf eine bestimmte Menge an Kraftwerken, die aber anders als bei der SR auch am EOM teilnehmen können. Mit der Begrenzung der Förderung auf ausgewählte Kraftwerkstypen sollen Mitnahmeeffekte vermieden werden und gleichzeitig neben der Versorgungssicherheit weitere Ziele – wie bspw. Klimaschutzziele – verfolgt werden. Der Umfang an gesicherter Leistung setzt sich zusammen aus der Kraftwerkskapazität, die Kapazitätzahlungen im fokussierten ZKM erhalten, und den gesicherten Kraftwerkskapazitäten, die Erlöse nur am EOM erzielen.

### 3.4 Dezentraler Leistungsmarkt (DLM)

Beim Dezentralen Leistungsmarkt (DLM) wird neben dem Gut „Strom“, das weiterhin am EOM gehandelt wird, ein zweites Gut „gesicherte Leistung“ gehandelt. Anbieter von gesicherter Leistung verkaufen „Leistungszertifikate“, mit denen sie garantieren, dass sie im Falle von Engpässen am EOM in der Lage sind, eine bestimmte Menge an Strom bereitzustellen.<sup>40</sup>

Die Stromversorger müssen, wenn der Ausübungspreis am EOM überschritten wird, nachweisen, dass sie ausreichend Leistungszertifikate zur Deckung der Stromnachfrage ihrer Kunden erworben haben. Gleiches gilt für Großverbraucher, die Strom direkt am EOM einkaufen. Wer nicht genug Zertifikate hält, muss eine Strafzahlung („Pönale“) leisten, die ein Vielfaches des Zertifikatepreises ausmacht.

Ein Regulierer muss dabei die Höhe des Ausübungspreises und der Pönale festsetzen. Die Gesamtanzahl der Zertifikate wird hingegen nicht zentral festgelegt, sondern ergibt sich aus der Gesamtmenge an gesicherter Leistung, die dem EOM zu Verfügung steht. Der Zertifikatepreis wird daher auch nicht durch eine vom Regulierer durchgeführte Auktion bestimmt, sondern ergibt sich dezentral aus dem Zusammenspiel von (fixem) Zertifikateangebot der Stromerzeuger und Zertifikatenachfrage der Stromversorger und Großverbraucher.<sup>41</sup>

---

<sup>38</sup> Energiewirtschaftliches Institut der Universität Köln: Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign, Köln 2012, S. 55 f.

<sup>39</sup> Agora-Energiewende (2013): Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?, S. 51 ff.

<sup>40</sup> Richert, J.; Paulun, T. (2013): Kapazitätsmechanismen: Der Bedarf ist unklar, die Lösungsvorschläge komplex, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 9/2013, S. 13 ff.

<sup>41</sup> bdew (2014): Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarkts, Positionspapier, S. 13.

Bei Stromknappheit am EOM steigt die Wahrscheinlichkeit, dass der Strompreis den Ausübungspreis übersteigt und für die Stromversorger Strafzahlungen bei nicht ausreichender Zertifikathaltung anfallen. Daher haben Stromversorger einen Anreiz, eine ausreichende Menge an Zertifikaten zu kaufen und darüber den Bau und Unterhalt von Kraftwerken zu finanzieren. Insbesondere für große Stromverbraucher steigt zudem der Anreiz, ihre Maschinen und Anlagen bei Stromknappheit abzuschalten („Nachfragemanagement“, „Demand-Side-Management“ oder auch „Laststeuerung“). Denn für den Anteil der Stromnachfrage, der in Knappheitszeiten flexibel reduziert werden kann, müssen keine Zertifikate gehalten werden.

**Tab. 1: Funktionweise diverser Kapazitätsmechanismen**

	SR	Umfassender ZKM	Fokussierter ZKM	DLM
Wie werden Anbieter gesicherter Leistung vergütet?	Durch in Auktionen bestimmte Kapazitätzahlungen	Durch in Auktionen bestimmte Kapazitätzahlungen	Durch in Auktionen bestimmte Kapazitätzahlungen	Durch den Verkauf von Leistungszertifikaten
Welche Kraftwerke können für Vergütungen in Frage kommen?	Grundsätzlich alle Anbieter gesicherter Leistung	Grundsätzlich alle Anbieter gesicherter Leistung	Alle Anbieter gesicherter Leistung, die bestimmte Vorgaben (z.B. CO <sub>2</sub> -Intensität, Neukraftwerke) erfüllen.	Grundsätzlich alle Anbieter gesicherter Leistung
Wie wird der Umfang an gesicherter Leistung festgelegt?	Zentral durch den Regulierer	Zentral durch den Regulierer	Zentral durch den Regulierer	Dezentral über den Markt von Leistungszertifikaten
Was sind die wesentlichen Stellgrößen des Regulierers?	(1) Umfang der SR, (2) Ausübungspreis	(1) Umfang des umfassenden ZKM, (2) Ausübungspreis	(1) Umfang des fokussierten ZKM, (2) Vorgaben zur Präqualifikation, (3) Ausübungspreis	(1) Pönale bei unzureichender Zertifikathaltung bei Stromknappheit, (2) Ausübungspreis
Wie setzt sich die gesamte Kapazität an gesicherter Leistung zusammen?	Summe aus SR und gesicherter Leistung im EOM	Umfang des umfassenden ZKM plus ggf. weiterer Kraftwerke, die Erlöse nur am EOM erzielen.	Umfang des fokussierten ZKM plus ggf. weiterer Kraftwerke, die Erlöse nur am EOM erzielen.	Entspricht dem Angebot an Leistungszertifikaten.
Dürfen Kraftwerke, die für gesicherte Leistung vergütet werden, Strom am EOM verkaufen?	nein	ja	ja	ja

Quelle: cep

## 4 Beihilfeleitlinien der Europäischen Kommission

### 4.1 Beihilferechtliche Bedenken

Die Europäische Kommission steht Kapazitätsmechanismen aus beihilferechtlichen Gründen skeptisch gegenüber.<sup>42</sup> Daher hat sie im April 2015 eine Sektoruntersuchung eingeleitet, um mehr über die Wirkungsweisen der bereits in einzelnen Mitgliedstaaten eingeführten Kapazitätsmechanismen zu erfahren. Zu diesem Zweck wird sie in den betroffenen Mitgliedstaaten bei Ministerien, Energie-regulierungsbehörden und Wettbewerbsbehörden sowie bei relevanten Marktteilnehmern – Netzbetreibern, Stromerzeugern, Anbietern von nicht erzeugungsbasierten Kapazitäten, Strombörsen und Stromhändlern – Informationen einholen. Vorläufige Ergebnisse dieser Untersuchung sollen im Rahmen einer öffentlichen Konsultation veröffentlicht und 2016 dann ein Abschlussbericht erstellt werden.

Aus Sicht der Kommission<sup>43</sup> besteht bei der unkoordinierten Einführung von Kapazitätsmechanismen durch die Mitgliedstaaten insbesondere das Risiko, dass diese ineffizient sind und den grenzüberschreitenden Handel und den Wettbewerb zwischen Kapazitätsanbietern erheblich verzerren. Allgemein befürchtet die Kommission eine verzerrte Preisbildung im Strombinnenmarkt. Außerdem könnten die Mechanismen nur bestimmte Technologien zur Stromerzeugung einbeziehen oder auch Tätigkeiten ohne Stromerzeugung – wie Nachfragemanagement – ausschließen. Zudem könnte auch der Beitrag, den Kapazitätsanbieter außerhalb der Landesgrenzen und eine bessere Verbindung mit benachbarten Märkten zur Stromversorgungssicherheit leisten können, außer Acht gelassen werden.

Bereits im Juni 2014 hat die Europäische Kommission in ihren Leitlinien über die Vereinbarkeit von Umweltschutz- und Energiebeihilfen mit dem Binnenmarkt 2014–2020<sup>44</sup> („Kommissionsleitlinien“) u.a. auch Kriterien für die beihilferechtliche Bewertung von mitgliedstaatlichen „Beihilfen zur Förderung einer angemessenen Stromerzeugung“ festgelegt.<sup>45</sup> Eine abschließende beihilferechtliche Beurteilung von Kapazitätsmechanismen, die mit der Sektoruntersuchung vorbereitet werden soll, ist zwar nur anhand ihrer konkreten Ausgestaltung in den einzelnen Mitgliedstaaten möglich. Im Folgenden werden jedoch die wesentlichen Rahmenbedingungen aufgezeigt, die Kapazitätsmechanismen nach den Kommissionsleitlinien erfüllen müssen.

### 4.2 System der Beihilfekontrolle nach Art. 107–109 AEUV

Zum Schutz des Binnenmarktes vor Wettbewerbsverfälschungen steht der EU nach Art. 3 Abs. 1 lit. b AEUV die ausschließliche Zuständigkeit zur Festlegung der hierfür erforderlichen Wettbewerbsregeln zu. Von zentraler Bedeutung ist insoweit die EU-Beihilfekontrolle gemäß Art. 107–109 AEUV. Der Begriff der „Beihilfe“<sup>46</sup> i.S.v. Art. 107 Abs. 1 AEUV erfasst Zuwendungen des Staates oder aus staatlichen Mitteln zugunsten von Unternehmen oder Branchen, die hierfür keine angemessene bzw. marktübliche Gegenleistung erbringen müssen.<sup>47</sup> Um zu verhindern, dass staatliche Beihilfen den Wettbewerb im Binnenmarkt verfälschen und dadurch den Handel zwischen den Mitgliedstaaten beeinträchtigen, konstituiert Art. 107 Abs. 1 AEUV als Regelfall ein grundsätzliches Beihilfe-

---

<sup>42</sup> Europäische Kommission, Beschluss C(2015) 2814 vom 29. April 2015 zur Einleitung einer Untersuchung zu Kapazitätsmechanismen im Stromsektor nach Artikel 20a der Verordnung (EG) Nr. 659/1999 des Rates vom 22. März 1999.

<sup>43</sup> Ebd., Erwägungsgrund 4.

<sup>44</sup> Europäische Kommission, Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020, ABIEU vom 28. Juni 2014, C 200, S. 1 ff.

<sup>45</sup> Ebd., Ziffer 3.9, Rn. 216 ff.

<sup>46</sup> Langner, B. (2011): cepStudie Die europäische Beihilfekontrolle auf dem Prüfstand, S. 5.

<sup>47</sup> Callies/Ruffert-Cremer, EUV/AEUV, 4. Aufl. 2011, Art. 107 AEUV, Rn. 10 m.w.N.; Streinz-Kühling, EUV/AEUV, 2. Aufl. 2012, Art. 107 AEUV, Rn. 28. m.w.N.

verbot. Beihilfen können jedoch nach Art. 107 Abs. 2 oder Abs. 3 AEUV ausnahmsweise mit dem Binnenmarkt vereinbar sein. Während die unter die Ausnahmetatbestände gemäß Art. 107 Abs. 2 AEUV fallenden Beihilfen per se mit dem Binnenmarkt vereinbar sind (Legalausnahmen), steht der Kommission bei der Prüfung von Beihilfen gemäß Art. 107 Abs. 3 AEUV ein weites Ermessen zu.<sup>48</sup> Für die Beurteilung der Binnenmarktkompatibilität von Beihilfen im Umwelt- und Energiebereich im Allgemeinen sowie zur „Förderung einer angemessenen Stromerzeugung“ im Besonderen sind die Ausnahmetatbestände nach Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV relevant. Demnach können Beihilfen zur Förderung der Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige oder Wirtschaftsgebiete als mit dem Binnenmarkt vereinbar angesehen werden, soweit sie die Handelsbedingungen nicht in einer Weise verändern, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft.

Die Europäische Kommission kontrolliert gemäß Art. 108 Abs. 1 AEUV fortlaufend die Beihilferegelungen der Mitgliedstaaten, die nach Art. 108 Abs. 3 AEUV die Kommission rechtzeitig von jeder beabsichtigten Einführung oder Umgestaltung von Beihilfen unterrichten müssen (Anmeldeverfahren). Zudem legt die Kommission die von ihr bei der Ausübung ihres Ermessens im Rahmen der Beihilfekontrolle angewandten Prüfkriterien insbesondere in sog. „Leitlinien“ dar<sup>49</sup>, wie sie auch die bereits erwähnten Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020<sup>50</sup> darstellen. Derartige Leitlinien der Kommission sind für sich genommen zwar nicht direkt rechtsverbindlich. Allerdings kann sich die Kommission „bei der Ausübung ihres Ermessens“ im Rahmen ihrer Beihilfekontrolle nach Art. 107 ff. AEUV „durch Maßnahmen wie die Leitlinien selbst binden, sofern sie Regeln enthalten, denen sich die von ihr zu verfolgende Politik entnehmen lässt und die nicht von Normen des Vertrages abweichen“.<sup>51</sup> Obwohl Leitlinien für die EU-Gerichtsbarkeit nicht bindend sind, dienen sie bei der gerichtlichen Entscheidungsfindung als Bezugspunkt<sup>52</sup> und entfalten so auch über die Verwaltungspraxis der Kommission und deren Selbstbindung hinaus „de facto verbindlichen Charakter“<sup>53</sup> und mithin rechtliche Relevanz.

### 4.3 Leitlinien für Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020

#### 4.3.1 Anwendungsbereich

Die Leitlinien der Kommission für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020 erfassen auch Beihilfen für „Maßnahmen zugunsten einer angemessenen Stromerzeugung“.<sup>54</sup> Hierunter ist ein Mechanismus zu verstehen, „der sicherstellen soll, dass mit Blick auf eine angemessene Stromerzeugung bestimmte Kapazitäten auf nationaler Ebene erreicht werden.“<sup>55</sup> Dabei bezeichnet „angemessene Stromerzeugung“ die „erzeugten Kapazitäten, die als angemessen erachtet werden, um in einem bestimmten Zeitraum die Nachfrage im Mitgliedstaat zu decken.“<sup>56</sup> Diese Definition erfasst die verschiedenen Arten von Kapazitätsmechanismen (Kapitel 3), die damit von der Europäischen Kommission auch im Rahmen ihrer Beihilfekontrolle nach den Kriterien ihrer Leitlinien zu Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020 beurteilt werden.

---

<sup>48</sup> Streinz-Kühling, EUV/AEUV, 2. Aufl. 2012, Art. 107 AEUV, Rn. 6.

<sup>49</sup> Zur rechtlichen Einordnung und Abgrenzung vgl. Streinz-Kühling, EUV/AEUV, 2. Aufl. 2012, Art. 107 AEUV, Rn. 110 ff.; Callies/Ruffert-Cremer, EUV/AEUV, 4. Aufl. 2011, Art. 107 AEUV, Rn. 4 m.w.N.

<sup>50</sup> Europäische Kommission, Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020, ABIEU vom 28. Juni 2014, C 200, S. 1 ff.

<sup>51</sup> EuGH, Rs. C-288/96, Slg. 2000, I-8237, Rn. 62 (Deutschland/Kommission). Hierzu Schwarze-Bär-Bouyssière, EU Kommentar, 3. Aufl. 2012, Art. 107 AEUV, Rn. 60 m.w.N.

<sup>52</sup> Callies/Ruffert-Cremer, EUV/AEUV, 4. Aufl. 2011, Art. 107 AEUV, Rn. 4; Schwarze-Bär-Bouyssière, EU-Kommentar, 3. Aufl. 2012, Art. 107 AEUV, Rn. 60.

<sup>53</sup> Streinz-Kühling, EUV/AEUV, 2. Aufl. 2012, Art. 107 AEUV, Rn. 7 m.w.N.

<sup>54</sup> Europäische Kommission, Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020, ABIEU vom 28. Juni 2014, C 200, S. 1 ff., Rn. 18 lit. I.

<sup>55</sup> Ebd., Rn. 36.

<sup>56</sup> Ebd., Rn. 34.

### 4.3.2 Zielsetzung der Beihilfe

Laut Kommission<sup>57</sup> können Beihilfen zur Förderung der angemessenen Stromerzeugung im Widerspruch zu dem Ziel der schrittweisen Abschaffung umweltgefährdender Subventionen, u.a. für die Stromerzeugung auf der Basis fossiler Brennstoffe, stehen. Deshalb sollten die Mitgliedstaaten vorrangig andere Ansätze zur Sicherstellung einer angemessenen Stromerzeugung verfolgen, die dem Ziel der allmählichen Abschaffung umweltschädigender und wirtschaftlich nachteiliger Subventionen nicht abträglich sind. Denkbar seien insoweit z.B. eine Förderung von Nachfragemanagement oder der Ausbau der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten. In jedem Fall fordert die Kommission von den Mitgliedstaaten eine klare Definition, welches Ziel eine Beihilfe verfolgt. Zudem sollten sie darlegen, wann und wo ein Kapazitätsproblem entstehen könnte.

### 4.3.3 Erforderlichkeit der Beihilfe

Die Kommission verlangt von den Mitgliedstaaten, Art und Ursachen eines Kapazitätsproblems und die daraus abgeleitete Erforderlichkeit einer staatlichen Beihilfe zur Sicherstellung einer angemessenen Stromerzeugung ordnungsgemäß zu analysieren und zu quantifizieren, z.B. im Hinblick auf Probleme bei der Spitzenlastkapazität und der saisonalen Kapazität sowie der Spitzennachfrage, wenn die Großhandelsmärkte für kurzfristige Stromlieferungen den Bedarf nicht decken können.<sup>58</sup> Zudem sollen die Mitgliedstaaten nachweisen, warum nicht davon auszugehen ist, dass der Markt ohne staatliche Intervention eine angemessene Stromerzeugung sicherstellen kann.<sup>59</sup>

### 4.3.4 Geeignetheit der Beihilfe

Nach den Kommissionsleitlinien sollte die Beihilfe ausschließlich für die Bereitstellung der Erzeugungskapazität durch den Stromerzeuger gewährt werden. Dabei sollte der Betreiber zusagen müssen, für Stromlieferungen zur Verfügung zu stehen, und dafür einen Ausgleich erhalten, z.B. in Form einer Vergütung pro Megawatt, die er an Kapazität zur Verfügung stellt. Die Beihilfe sollte keine Vergütung für den Verkauf von Strom vorsehen (d.h. keine Vergütung pro verkaufte Megawattstunde).<sup>60</sup> Dieses Leitlinienkriterium können grundsätzlich alle Arten von Kapazitätsmechanismen (Kapitel 3) erfüllen. Auch im Rahmen des ZKM (Kapitel 3.3) und des DLM (Kapitel 3.4) dürfen Stromverkäufe, die den Kraftwerken zusätzlich zu Kapazitätzahlungen für die Bereitstellung von Erzeugungskapazität gestattet sein können, nur auf dem EOM vergütet werden (s. Tabelle 1).

Nach den Kommissionsleitlinien sollte bei der Maßnahme berücksichtigt werden, in welchem Umfang Verbindungskapazitäten genutzt werden können, um ein etwaiges Kapazitätsproblem zu beheben.<sup>61</sup> Zudem sollte sich die Maßnahme zum einen sowohl an etablierte als auch an künftige Erzeuger richten, zum anderen auch an Betreiber, die „substituierbare Technologien“ (z.B. Nachfragemanagement oder Speicherlösungen) einsetzen, und für diese „angemessene Anreize“ vorsehen. Problematisch kann dieses Leitlinienkriterium insbesondere bei der Ausgestaltung von fokussierten ZKM werden, die definitionsgemäß Kraftwerke von der Teilnahme an Auktionen anhand bestimmter Auswahlkriterien (z.B. CO<sub>2</sub>-Intensität) ausschließen können. Das nach den Leitlinien wünschenswerte Nachfragemanagement als substituierbare Technologie kann am besten beim DLM einbezogen werden.

---

<sup>57</sup> Ebd., Rn. 220.

<sup>58</sup> Ebd., Rn. 222.

<sup>59</sup> Ebd., Rn. 223.

<sup>60</sup> Ebd., Rn. 225.

<sup>61</sup> Ebd., Rn. 226.

### 4.3.5 Angemessenheit der Beihilfe

Der Beihilfegesamtbetrag sollte nach den Kommissionsleitlinien so berechnet werden, dass die Beihilfeempfänger eine Rendite erzielen, die als „angemessen“ betrachtet werden kann.<sup>62</sup> Insoweit führt nach Auffassung der Kommission eine klar auf das definierte Ziel zugeschnittene Ausschreibung mit eindeutigen, transparenten und diskriminierungsfreien Kriterien unter normalen Umständen zu „angemessenen Renditen“.<sup>63</sup> Die Beihilfe sollte so ausgestaltet sein, dass keine „Zufallsgewinne“ bzw. Mitnahmeeffekte anfallen<sup>64</sup> und dass der Preis für die Verfügbarkeit von Erzeugungskapazität automatisch gegen Null geht, wenn davon auszugehen ist, dass die bereitgestellte Kapazität den Kapazitätsbedarf decken kann.<sup>65</sup>

Wie von der Kommission gefordert, erfolgt bei der SR (Kapitel 3.2) und dem ZKM (Kapitel 3.3) die Festlegung der Kapazitätzahlung grundsätzlich durch transparente und diskriminierungsfreie Ausschreibungen. Allerdings kann gerade beim umfassenden ZKM nicht ausgeschlossen werden, dass es zu den von der Kommission kritisch bewerteten Mitnahmeeffekten kommt, weil bei ihm Kraftwerke, die bereits ausreichende Deckungsbeiträge am EOM erzielen, zusätzlich Kapazitätzahlungen erhalten können. Einzig der DLM erlaubt eine knappheitsabhängige Vergütung der sicheren Erzeugungsleistung, da der Preis für die Zertifikate je nach Knappheit am EOM schwankt. Bei den anderen Kapazitätsmechanismen werden konstante Kapazitätzahlungen im Vorhinein in Auktionen bestimmt. Dabei ist die Höhe der Kapazitätzahlungen unabhängig von der Knappheit zu bestimmten Zeitpunkten und kann damit auch nicht bei ausreichender Verfügbarkeit von Erzeugungskapazität auf null sinken.

### 4.3.6 Negative Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel

Um „übermäßige negative Auswirkungen“ auf Wettbewerb und Handel zu vermeiden, sollten nach den Kommissionsleitlinien alle Kapazitäten, die konkret zur Behebung des Erzeugungsdefizits beitragen können, die Beihilfe erhalten können. Dabei sollte insbesondere<sup>66</sup> die Beteiligung von Betreibern aus anderen Mitgliedstaaten ermöglicht werden, wenn diese im regionalen Kontext „praktisch möglich“ ist, d.h., wenn dem Mitgliedstaat, der die Beihilfe gewährt, die Kapazität tatsächlich zur Verfügung gestellt werden kann und wenn die mit der Maßnahme verbundenen Auflagen durchgesetzt werden können. Auch sollte eine Beteiligung einer ausreichend großen Zahl von Stromerzeugern angestrebt werden, um einen wettbewerbsbestimmten Preis für die Kapazität festsetzen zu können. Vermieden werden sollten schließlich negative Auswirkungen auf den Binnenmarkt, z.B. durch Ausfuhrbeschränkungen, Deckelungen der Großhandelsstrompreise („Plafonierung“), Gebotsbeschränkungen oder andere Maßnahmen, die die grenzüberschreitende Kopplung von Strommärkten erschweren.

Die Maßnahme sollte nicht die Anreize verringern, in Verbindungskapazitäten zu investieren, nicht die Marktkopplung erschweren, nicht die vor der Maßnahme gefassten Investitionsentscheidungen zugunsten der Stromerzeugung untergraben und eine bereits bestehende marktbeherrschende Stellung nicht übermäßig stärken.<sup>67</sup>

---

<sup>62</sup> Ebd., Rn. 228.

<sup>63</sup> Ebd., Rn. 229.

<sup>64</sup> Ebd., Rn. 230.

<sup>65</sup> Ebd., Rn. 231.

<sup>66</sup> Ebd., Rn. 232.

<sup>67</sup> Ebd., Rn. 233.

## 5 Bewertung

Vor dem Hintergrund der beihilfrechtlichen Beurteilungskriterien, die die Europäische Kommission in ihren Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020 festgelegt hat, werden im Folgenden zunächst die Vor- und Nachteile der verschiedenen Arten von Kapazitätsmechanismen einander vergleichend gegenübergestellt und bewertet. Hiervon ausgehend werden dann allgemeine ordnungspolitische Anforderungen an die Einführung und Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen formuliert.

### 5.1 Vergleichende Bewertung der verschiedenen Kapazitätsmechanismen

#### 5.1.1 Strategische Reserve

Durch die Einführung einer SR werden Preisspitzen oberhalb des Ausübungspreises vermieden. Gleichzeitig bietet die SR Betreibern von gesicherter Erzeugungskapazität eine sicherer Einnahmequelle und damit ein ausreichendes Maß an Investitionssicherheit.

Die SR kann sehr kurzfristig eingerichtet werden, zumindest dann, wenn es sich bei den darin befindlichen Kraftwerken um Bestandskraftwerke handelt, die ohne die Kapazitätzahlungen von Stilllegung bedroht wären. Die Einrichtung der SR ist zudem reversibel, d.h. sie kann relativ einfach aufgelöst und durch einen alternativen Kapazitätsmechanismus ersetzt werden. Sofern keine Anbieter gesicherter Leistung ausgeschlossen werden, ist die SR technologieneutral und erlaubt damit einen Wettbewerb der verschiedenen Kraftwerkstechnologien um die Kapazitätzahlungen.

Da die in der SR befindlichen Kraftwerke nicht gleichzeitig am EOM teilnehmen, werden Mitnahmeeffekte ausgeschlossen, wie dies zu Recht auch von den Kommissionsleitlinien<sup>68</sup> verlangt wird (Kapitel 4.3.5). Diese entstehen, wenn Kraftwerke, die ohnehin am EOM ausreichend Einnahmen erzielen, zusätzliche Kapazitätzahlungen erhalten. Allerdings können die in der SR befindlichen Kraftwerke keine Deckungsbeiträge im EOM erwirtschaften und müssen folglich entsprechend hohe Kapazitätzahlungen erhalten, um ihre fixen Kosten zu decken. Je größer die SR angelegt ist, desto mehr Kraftwerke müssen durch Kapazitätzahlungen finanziert werden und desto höher sind die Kosten der SR.

Außerdem kann es in Knappheitssituationen zu einer Einsatzfolge der Kapazitäten im EOM („Dispatch“) kommen, die ökonomisch ineffizient ist, so dass die Stromnachfrage nicht kostenminimal gedeckt wird. Ein solcher Fall tritt z.B. ein, wenn Maßnahmen zum Nachfragemanagement mit hohen, aber unterhalb des Ausführungspreises liegenden Kosten ergriffen werden, während die im Vergleich dazu günstigeren Reservekraftwerke aus der SR nicht eingesetzt werden dürfen.<sup>69</sup> Ein ineffizienter Dispatch entsteht gerade auch bei der in Deutschland geplanten Kapazitätsreserve, bei der alte, aber wirtschaftliche Braunkohlekraftwerke aus klimapolitischen Motiven aus dem EOM in die Reserve gedrängt werden sollen.

Für den Regulator besteht zudem die Schwierigkeit, die Höhe der für die SR benötigten Kapazität im Vorhinein treffsicher festzulegen. Dies liegt vor allem daran, dass die Höhe der benötigten Reservekapazitäten von der Wahl des Ausübungspreises abhängt, da dieser ja ebenfalls die Kapazität der am EOM teilnehmenden Kraftwerke beeinflusst. Diese Unsicherheit bei der Festlegung des

---

<sup>68</sup> Ebd., Rn. 230.

<sup>69</sup> Energiewirtschaftliches Institut der Universität Köln: Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign, Köln 2012, S. 51 f.



Umfangs der SR kann dazu führen, dass Versorgungssicherheit für die Verbraucher (bei zu kleiner SR) nicht gewährleistet oder (bei zu großer SR) unnötig teuer ist.<sup>70</sup>

### 5.1.2 Zentraler Kapazitätsmarkt

Auch ZKM können Preisspitzen oberhalb des Ausübungspreises vermeiden bzw. deren Kosteneffekt von den Verbrauchern auf die Stromerzeuger umlenken. Wie die SR bieten auch ZKM den Kraftwerksbetreibern durch die konstanten Zahlungsströme ein hohes Maß an Investitionssicherheit. Da alle Teilnehmer am ZKM parallel auch Strom am EOM anbieten können, ist die Höhe der Kapazitätzahlungen niedriger als bei der SR. Die Bewerber um Kapazitätzahlungen werden bei der Kapazitätsauktion zukünftige Einnahmen auf dem EOM berücksichtigen und entsprechend niedrigere Gebote abgeben. Bei ZKM ist zudem ein effizienter Dispatch gewährleistet, da alle Empfänger von Kapazitätzahlungen auch regulär Strom am EOM anbieten können, wodurch die kurzfristige Einsatzfolge im EOM nicht durch die Kapazitätzahlungen beeinflusst wird.

Der große Nachteil der ZKM gegenüber der SR ist, dass es zu den – nach der zutreffenden Wertung der Kommissionsleitlinien<sup>71</sup> zu vermeidenden – Mitnahmeeffekten kommen kann, wenn Kraftwerke, die am EOM anbieten, gleichzeitig Kapazitätzahlungen erhalten. Dies ist insbesondere im umfassenden ZKM der Fall, bei dem alle Anbieter von gesicherter Leistung – also auch solche Kraftwerke, die nicht von Stilllegung betroffen sind – Einnahmen aus Kapazitätzahlungen erhalten können. Ein hohes Maß an Versorgungssicherheit kann dadurch unnötig teuer sein.

Bei fokussierten Kapazitätsmärkten können die Kraftwerke, die sich allein durch Einnahmen am EOM finanzieren lassen, von der Auktion ausgeschlossen werden. Dadurch können Mitnahmeeffekte reduziert und die Kosten deutlich gesenkt werden. Allerdings ist aufgrund der selektiven Zuteilung Technologieutralität nicht mehr gegeben. Dabei kann es mittelfristig zu einer Verdrängung eigentlich effizienter – und daher nicht förderungswürdiger – durch ineffiziente und daher förderungswürdige Kraftwerke kommen („Rutschbahneffekt“).<sup>72</sup>

Der umfassende ZKM bietet gegenüber dem fokussiertem ZKM und der SR den Vorteil, dass die nötige, auszuschreibende Kapazität am treffsichersten ermittelt werden kann. Denn beim umfassenden ZKM muss nur der Gesamtbedarf an gesicherter Leistung geschätzt werden, während beim fokussierten ZKM wie auch bei der SR die Kapazität ermittelt werden muss, die zusätzlich zu der im EOM finanzierten Kapazität benötigt wird. Dies ist aufgrund der Wechselwirkungen zwischen dem EOM und dem jeweiligen Kapazitätsmechanismus deutlich schwerer abzuschätzen.<sup>73</sup>

Beim fokussierten ZKM ist zweiseitig, dass mit der Förderung bestimmter Kraftwerkstypen andere Ziele als die Gewährleistung der Versorgungssicherheit verfolgt werden können. Beispielsweise kann dem ZKM eine Klimaschutzfunktion zugeschrieben werden, indem den Anbietern von gesicherter Leistung eine niedrige CO<sub>2</sub>-Intensität als zusätzliche Fördervoraussetzung auferlegt wird. Eine solche Verknüpfung von verschiedenen Zielen mag politisch gewünscht sein. Ökonomisch ist sie ineffizient. Für die Erreichung der Klimaschutzziele gibt es mit dem Emissionshandelssystem bereits ein wirkungsvolles Instrument, das auch die Stromerzeugung betrifft. Daher sollten sich alle Kraftwerke, die gesicherte Leistung bereitstellen können, auch auf Kapazitätzahlungen bewerben dürfen.

---

<sup>70</sup> De Vries, L. (2007): Generation Adequacy: Helping the Market do its Job, Utilities Policy 15, S. 25.

<sup>71</sup> Ebd., Rn. 230.

<sup>72</sup> Richert, J.; Paulun, T. (2013): Kapazitätsmechanismen: Der Bedarf ist unklar, die Lösungsvorschläge komplex, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 9/2013, S. 14.

<sup>73</sup> Ebd.

### 5.1.3 Dezentraler Leistungsmarkt

Der DLM gewährleistet eine im Vergleich zu SR und ZKM kostengünstigere Bereitstellung von gesicherter Leistung. Es gibt keine Kapazitätszahlungen. Stattdessen passt sich der Preis der gesicherten Leistung – der Zertifikatspreis – an die Wahrscheinlichkeit einer eintretenden Knappheit am EOM an, wodurch sichergestellt ist, dass nicht übermäßig viel Kapazität zusätzlich vergütet wird. Mitnahmeeffekte, wie sie etwa beim umfassenden ZKM auftreten, werden dadurch vermieden. Es kommt zudem nicht zu Ineffizienzen beim Dispatch am EOM, da anders als bei der SR dem EOM keine Kraftwerke entzogen werden.

Der dezentrale Charakter des DLM begünstigt Technologieneutralität und vermeidet im Gegensatz zum fokussierten ZKM, dass bestimmte Kraftwerkstypen bei der Bereitstellung von gesicherter Leistung durch politisch motivierte Vorgaben benachteiligt werden. Insbesondere sind Maßnahmen zum Nachfragemanagement leichter zu integrieren als bei der SR und dem ZKM, wodurch vor allem der Anreiz für große Stromverbraucher erhöht wird, durch solche Maßnahmen ihre Nachfrage in Spitzenlastzeiten zu senken.

Der dezentral angelegte DLM bietet allerdings (noch) weniger als SR und ZKM eine Gewähr, dass ein für die Stromversorgungssicherheit ausreichendes Maß an gesicherter Leistung tatsächlich treffsicher ermittelt werden kann.<sup>74</sup> Denn anders als bei SR und ZKM kann der Regulierer beim DLM nur indirekt – durch die Festlegung von Ausübungspreis und Strafzahlung – auf die Gesamtmenge an gesicherter Leistung einwirken. Die Festsetzung der beiden Parameter erfordert ein enormes Maß an zentraler Planung, um die Wirkungen auf die Kapazitätsentwicklung im Markt zu prognostizieren. Dass es trotz Einführung eines DLM in Knappheitsfällen zu extremen Preisspitzen – diese betreffen auch die Stromversorger, die ausreichend Zertifikate erworben haben – auf dem EOM kommt, kann somit nicht ausgeschlossen werden. Daher kann es notwendig sein, zusätzlich zum DLM einen weiteren Kapazitätsmechanismus zu schaffen, um Versorgungssicherheit gewährleisten zu können.<sup>75</sup>

Da keine Auktion stattfindet, benötigt der DLM einen kürzeren zeitlichen Vorlauf als SR und ZKM. Da keine Kraftwerke Zahlungen über einen langen Zeitraum zugesichert bekommen, ist der DLM auch relativ einfach wieder aufzulösen. Der DLM hat aber den Nachteil, dass er den Kraftwerksbetreibern keinen langfristigen Zahlungsstrom garantieren kann und damit geringere Anreize für den Bau von Neukraftwerken bietet als SR und ZKM.

### 5.1.4 Vor- und Nachteile

Insgesamt wird deutlich, dass kein Kapazitätsmechanismus den anderen in allen Bereichen überlegen ist. Ob ein und, wenn ja, welcher Kapazitätsmechanismus in einem Land eingeführt werden sollte, hängt demnach von dem konkret verfolgten Ziel, den Gegebenheiten des Strommarkts und den Präferenzen der Stromverbraucher in den jeweiligen Mitgliedstaaten ab.

So stellt die Strategische Reserve ein kostengünstiges und effektives Instrument dar, um sich abzeichnenden Kapazitätsengpässen für einen gewissen Zeitraum entgegenzuwirken. Ab einer gewissen Größe wird sie aber ineffizient und unnötig teuer, da die in ihr befindlichen Kraftwerke Strom nicht am EOM anbieten können und vollständig über Kapazitätszahlungen finanziert werden müssen. Auf der anderen Seite bieten etwa Zentrale Kapazitätsmärkte den Vorteil, gesicherte

---

<sup>74</sup> Frontier Economics (2013): Dezentrale Leistungsverpflichtungssysteme – Eine geeignete Alternative zentralen Kapazitätsmechanismen?, S. 123 ff.

<sup>75</sup> Richert, J.; Paulun, T. (2013): Kapazitätsmechanismen: Der Bedarf ist unklar, die Lösungsvorschläge komplex, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 9/2013, S. 16.

Erzeugungsleistung am treffsichersten zu garantieren. Allerdings kann dabei nicht ausgeschlossen werden, dass es zu starken Mitnahmeeffekten kommt. Dezentrale Leistungsmärkte sind eine kostengünstigere, wenngleich weniger treffsichere Alternative, die das Kriterium der Technologieneutralität aufgrund der Einbeziehung von Maßnahmen zum Nachfragemanagement am ehesten erfüllt. Darüber hinaus fallen bei DLM keine Zahlungen an, wenn keine Kapazitätsengpässe bestehen. Tabelle 2 fasst die Vor- und Nachteile der verschiedenen Mechanismen zusammen.

**Tab. 2: Positive und negative Effekte der verschiedenen Kapazitätsmechanismen<sup>76</sup>**

	SR	Umfassender ZKM	Fokussierter ZKM	DLM
Höhe der Kosten durch Kapazitätzahlungen	---	--	--	-
Treffsichere Bereitstellung einer ausreichenden Erzeugungskapazität	+	+++	+	+
Verhinderung von extremen Preisspitzen im EOM	++	++	++	+
Auswirkung auf Dispatch-Effizienz im EOM	-	0	0	0
Mitnahmeeffekte	0	--	-	-
Technologieneutralität	+	+	-	+++
Investitionssicherheit für Unternehmen	++	++	++	0

Quelle: cep

## 5.2 Allgemeine Anforderungen an Kapazitätsmechanismen

Vor dem Hintergrund der Vor- und Nachteile der verschiedenen Arten von Kapazitätsmechanismen lassen sich folgende ordnungspolitische Anforderungen an deren Ausgestaltung formulieren.

### 5.2.1 Kostenverteilung

Die Kosten des jeweiligen Kapazitätsmechanismus sollten von den Stromverbrauchern finanziert werden, da diese von dem erhöhten Maß an Versorgungssicherheit profitieren. Bei der SR und dem ZKM geschieht dies, sofern die Ausgaben für Kapazitätzahlungen auf die von den Stromverbrau-

<sup>76</sup> Dabei wird davon ausgegangen, dass der EOM Versorgungssicherheit nicht gewährleisten kann.

chern zu bezahlenden Netzentgelte übertragen werden.<sup>77</sup> Beim DLM, bei dem keine direkten Kapazitätzahlungen entstehen, werden die Versorger ihre Kosten für die Beschaffung der Zertifikate über den Endkundenstrompreis an ihre Kunden weitergeben. Dabei können sie ihren flexiblen Kunden Vergünstigungen gewähren, sodass diese einen zusätzlichen Anreiz erhalten, ihren Spitzenlastanteil zu reduzieren.<sup>78</sup> Alternativ könnten die Stromerzeuger, die keine gesicherte Leistung anbieten können – insbesondere Erneuerbare Energien (EE) wie Wind- und Solarkraftwerke – an den Kosten der Kapazitätsmechanismen beteiligt werden.<sup>79</sup> In einem Strommarkt mit festgelegten EE-Zielen und staatlicher EE-Förderung ist dies jedoch nicht realisierbar. Denn bei einer Kostenbeteiligung der EE-Anlagen müssten deren Vergütungen entsprechend erhöht werden, damit die festgelegten Ausbauziele weiterhin erreicht werden. Diese Mehrkosten müssten wieder von den Endverbraucher – in Deutschland z.B. über eine höhere EEG-Umlage – finanziert werden.

### 5.2.2 Festlegung des Ausübungspreises

Es gibt keine EU-einheitliche Definition von „Stromknappheit“. Diese liegt in einem Mitgliedstaat dann vor, wenn der Preis am EOM einen von dem jeweiligen Regulator gesetzten Ausübungspreis überschreitet. Uneinheitliche Ausübungspreise in der EU deuten darauf hin, dass es zwischen den Mitgliedstaaten in Bezug auf Stromknappheit unterschiedliche Präferenzen gibt. Eine Vereinheitlichung des Ausübungspreises würde somit möglicherweise nationalen Präferenzen widersprechen.

Gleichzeitig sollte es den Mitgliedstaaten nicht gestattet sein, sehr niedrige Ausübungspreise festzulegen, durch die der Preismechanismus des EOM und damit der Wettbewerb unter den Stromanbietern eingeschränkt würde. Um dies zu vermeiden, könnte es eine Genehmigungspflicht für die von den Mitgliedstaaten gewählten Ausübungspreise durch die Europäische Kommission oder eine EU-weit einheitliche Untergrenze für den Ausübungspreis geben, die oberhalb der variablen Kosten der teuersten Kraftwerke im EOM liegen muss.

### 5.2.3 Kompatibilität mit dem EU-Energiebinnenmarkt

Kapazitätsmechanismen zur Sicherung einer angemessenen Stromversorgung können leicht mit wichtigen Zielen der EU in Konflikt geraten. Hierzu zählt – neben der von der EU seit langem angestrebten „Dekarbonisierung“ des Wirtschaftssystems durch eine schrittweise Lösung von fossilen Brennstoffen<sup>80</sup> samt der Abschaffung diesbezüglicher Subventionen – insbesondere die Schaffung eines EU-weiten Energiebinnenmarktes, in dem Energie grenzüberschreitend gehandelt werden kann.<sup>81</sup> Diesen Zielkonflikt löst z.B. auch die Entscheidung der deutschen Bundesregierung aus, vorübergehend deutsche Braunkohlekraftwerke – ohne zuvorige Ausschreibung – in eine Kapazitätsreserve zu überführen. Denn dieses Vorgehen verhindert, dass an dem deutschen Kapazitätsmechanismus auch Kraftwerke aus dem EU-Ausland teilnehmen können. Für eine grenzüberschreitende Offenheit nationaler Kapazitätsmechanismen muss allerdings sichergestellt werden, dass ausreichend Stromleitungen zwischen den Mitgliedstaaten bestehen, so dass eine in Land A bereitgestellte Kapazität die Versorgungssicherheit in Land B auch tatsächlich erhöhen kann. Andernfalls werden ausländische Konkurrenten zwar nicht de jure, aber de facto vom Wettbewerb um die

---

<sup>77</sup> Dyllong, Y. (2013): Märkte stärken, Versorgung sichern – Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 9/2013, S. 40.

<sup>78</sup> Frontier Economics (2013): Dezentrale Leistungsverpflichtungssysteme – Eine geeignete Alternative zentralen Kapazitätsmechanismen?, S. 127.

<sup>79</sup> Hierzu cepAnalyse 29/2012 und cepAnalyse 05/2013.

<sup>80</sup> Rat vom 21. Oktober 2009, Schlussfolgerungen, Dok. 14790/09, S. 6, Rn. 15; Europäische Kommission, Mitteilung KOM(2011) 112 vom 8. März 2011, Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO<sub>2</sub>-armen Wirtschaft bis 2050; hierzu cepAnalyse vom 30. Mai 2011.

<sup>81</sup> Artikel 194 Abs. 1 AEUV; hierzu Bonn, M.; Heitmann, N.; Nader, N.; Reichert, G.; Voßwinkel, J. (2014): cepKompass Die Klima- und Energiepolitik der EU – Stand und Perspektiven, S. 46 ff.

Vergütung von gesicherter Kraftwerksleistung ausgeschlossen. Kapazitätsmechanismen dürfen keinesfalls als Alternative zum Bau grenzüberschreitender Stromleitungen dienen.

Angesichts dieses Zielkonflikts stufen die Kommissionsleitlinien zu Recht den Einsatz von Kapazitätsmechanismen auch unter beihilferechtlichen Gesichtspunkten als allenfalls subsidiäre Problemlösungsstrategie<sup>82</sup> ein (Kapitel 4.3.2), an die eine entsprechend erhöhte Nachweis- bzw. Rechtfertigungspflicht der Mitgliedstaaten<sup>83</sup> zu stellen ist (Kapitel 4.3.3). Zu Recht fordern die Kommissionsleitlinien<sup>84</sup> außerdem, dass Kapazitätsmechanismen negative Eingriffe in den Binnenmarkt vermeiden sollen (Kapitel 4.3.6), wie sie z.B. durch Ausfuhrbeschränkungen, Deckelungen der Großhandelsstrompreise, Gebotsbeschränkungen oder andere Maßnahmen, die die grenzüberschreitende Kopplung von Strommärkten erschweren, bewirken können.

Desweiteren ist es zwingend erforderlich, dass die nationalen Kapazitätsmechanismen aufeinander abgestimmt werden. Zum einen muss vermieden werden, dass dieselbe gesicherte Kraftwerksleistung gleichzeitig in zwei Staaten durch zwei nationale Kapazitätsmechanismen finanziert wird, da eine in beiden Mitgliedstaaten gleichzeitig auftretende Stromknappheit nicht ausgeschlossen werden kann. Zum anderen sollten zeitliche Unterschiede bei Stromerzeugung und -nachfrage zwischen den Mitgliedstaaten im EU-Strombinnenmarkt bei der Kapazitätsplanung berücksichtigt werden. Denn zu bestimmten Zeiten kann die Knappheit in einem Mitgliedstaat durch Überschüsse in einem anderen Mitgliedstaat ausgeglichen werden. Dadurch kann die benötigte Kapazität je Land sinken. Würden hingegen in mehreren Ländern Kapazitätsmechanismen unkoordiniert eingeführt, könnten EU-weit erhebliche Überkapazitäten an gesicherter Leistung entstehen.<sup>85</sup>

Die abgestimmte Entwicklung von Kapazitätsmechanismen auf einer – mehrere Mitgliedstaaten umfassenden – regionalen Ebene kann zudem „Trittbrettfahrerverhalten“ vermeiden. Dieses Problem tritt auf, wenn einzelne Mitgliedstaaten von den Kapazitätsmechanismen anderer Mitgliedstaaten profitieren, ohne sich an deren Kosten zu beteiligen. Dies kann dazu führen, dass in der gesamten Region zu wenig gesicherte Kraftwerksleistung bereitgestellt wird.<sup>86</sup>

---

<sup>82</sup> Ebd., Rn. 220.

<sup>83</sup> Ebd., Rn. 223.

<sup>84</sup> Ebd., Rn. 232.

<sup>85</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014): Ein Strommarkt für die Energiewende, Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch), S. 33.

<sup>86</sup> Energiewirtschaftliches Institut der Universität Köln (2013): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktde-  
sign, Köln 2012, S. 68.

## 6 Fazit

Kapazitätsmechanismen können grundsätzlich dazu beitragen, die Stromversorgungssicherheit in einzelnen Mitgliedstaaten zu erhöhen, sofern die von den Kraftwerksbetreibern auf dem EOM erzielten Deckungsbeiträge allein nicht ausreichen, um den Bau und Unterhalt von gesicherter Kraftwerksleistung zu finanzieren. Allerdings zeigt der Vergleich (Kapitel 5.1), dass kein Kapazitätsmechanismus den anderen in allen Bereichen überlegen ist. Ob und, wenn ja, welcher Kapazitätsmechanismus in einem Mitgliedstaat eingeführt werden sollte, hängt daher ganz entscheidend von den spezifischen Gegebenheiten des Strommarkts und den Präferenzen der Stromverbraucher in den jeweiligen Mitgliedstaaten ab.

Bevor jedoch Kapazitätsmechanismen in einem Mitgliedstaat eingeführt werden, sollte nicht zuletzt aufgrund der damit verbundenen Mehrkosten geprüft werden, ob nicht bereits der Ausbau der grenzüberschreitenden Stromleitungen und eine dadurch ermöglichte stärkere Integration des Energiebinnenmarkts ausreichen, um eine angemessene Stromversorgung in dem Mitgliedstaat sicherzustellen. Dieser allenfalls subsidiäre Einsatz von Kapazitätsmechanismen entspricht auch der zutreffenden Wertung der Kommission in ihren Leitlinien für Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020 (Kapitel 4.3.2), die an die Mitgliedstaaten zu Recht auch erhöhte Prüfungs-, Nachweis- und Rechtfertigungspflichten stellt, warum der Markt ohne staatliche Interventionen keine angemessene Stromerzeugung sicherstellen kann (Kapitel 4.3.3). Keinesfalls dürfen nationale Kapazitätsmechanismen Kraftwerke aus anderen Mitgliedstaaten von der Teilnahme ausschließen oder als Alternative zum Bau grenzüberschreitender Stromleitungen eingerichtet werden. Denn dann würde die Einführung eines Kapazitätsmechanismus die Fragmentierung der europäischen Energieversorgung in nationale Einzelenergiemärkte begünstigen und damit das Ziel eines wettbewerblichen Energiebinnenmarkts konterkarieren. Aus diesem Grund ist die Entscheidung der deutschen Bundesregierung vom Juli 2015, vorübergehend deutsche Braunkohlekraftwerke aus politischen Motiven ohne zuvorige Ausschreibung in eine Kapazitätsreserve zu überführen, abzulehnen.

Aus dem gleichen Grund sollten Kapazitätsmechanismen verschiedener Mitgliedstaaten zumindest auf regionaler Ebene abgestimmt werden. Denn dadurch kann der Gesamtbedarf an gesicherter Kraftwerksleistung gesenkt werden. Ein auf regionaler Ebene gemeinsam finanzierter Kapazitätsmarkt kann zudem verhindern, dass es zu Trittbrettfahrerverhalten einzelner Mitgliedstaaten bei der Finanzierung der Kapazitäten kommt. Auch hier ist grenzüberschreitende Zusammenarbeit im Rahmen des EU-Energiebinnenmarktes rein nationalen Problemlösungsversuchen vorzuziehen.



**Zuletzt erschienen in dieser Reihe:**

- 14/2015: Braucht TTIP Investitionsschutzvorschriften? (Juli 2015)
- 13/2015: Reform des Emissionshandels (Juli 2015)
- 12/2015: Was tun mit der EU-Arbeitszeitrichtlinie? (Juni 2015)
- 11/2015: Die Europäische Bürgerinitiative. Erfahrungen der ersten drei Jahre (Juni 2015)
- 10/2015: Das Braunkohle-Paradoxon. Klimaschutz durch „Klimabeitrag“? (Juni 2015)
- 09/2015: Ausnahmen vom Urheberrecht (engl.) (Juni 2015)
- 08/2015: Netzneutralität (April 2015)
- 07/2015: Basel III: Liquiditätsquote für Banken (April 2015)
- 06/2015: Gemeinsamer Gaseinkauf (März 2015)
- 05/2015: Erweitert das Emissionshandelssystem! (März 2015)

**Autoren:**

Dr. Moritz Bonn ist wissenschaftlicher Referent des Fachbereichs Energie | Umwelt | Klima | Verkehr.

Dr. Götz Reichert leitet den Fachbereich Energie | Umwelt | Klima | Verkehr.

**cep | Centrum für Europäische Politik**

Kaiser-Joseph-Straße 266 | D-79098 Freiburg

Telefon +49 761 38693-0 | [www.cep.eu](http://www.cep.eu)

Das cep ist der europapolitische Think Tank der gemeinnützigen Stiftung Ordnungspolitik. Es ist ein unabhängiges Kompetenzzentrum zur Recherche, Analyse und Bewertung von EU-Politik.