

# Funktionsweise und Nebenwirkungen von Kapazitätsmechanismen

## Kritik der aktuellen Kapazitätsmarktdebatte

Die Bundesregierung prüft die Einführung von Kapazitätsmechanismen. Auslöser sind Mahnungen, dass das aktuelle Marktdesign keine ausreichenden Investitionssignale aussendet, um die Versorgungssicherheit in Deutschland bei stetig steigenden Anteilen Erneuerbarer Energien (EE) zu gewährleisten. Die Diskussion verengt auf Neubauprämien für Gaskraftwerke und vernachlässigt systematisch das Potenzial nachfrageseitiger Maßnahmen (Demand Side Management/Smart Meter) und alternativer Flexibilisierungsoptionen. Die unter dem Oberbegriff Kapazitätsmarkt geführte Debatte verschleiert zudem, dass es sich nicht um Märkte im engeren Sinne, sondern um (politische) Interventionen in das reguläre Marktgeschehen handelt.

### 1. Hintergrund

Mit der Energiewende soll der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Deutschland bis 2050 auf mindestens 80 Prozent steigen. Nach der DLR-Leitstudie könnten die Zwischenziele von 40 Prozent 2020 bzw. 60 Prozent 2030 ebenso noch übertroffen werden. Die Wachstumsdynamik wird zu 80 Prozent von Windkraft und Photovoltaik getragen, also fluktuierenden Erneuerbaren Energien (FEE), die nicht planbar verfügbar sind (Abb. 1).

### Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien 2000-2030

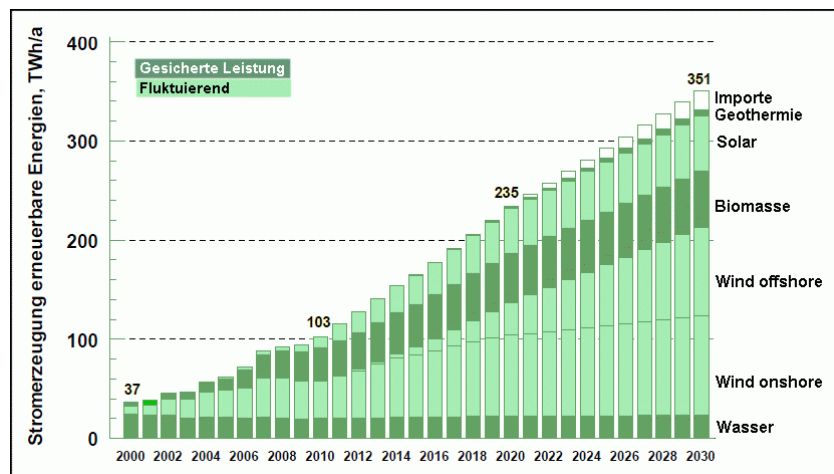


Abb. 1: Ausbauszenarien für EE (regelbar / fluktuierend) Quelle: DLR-Leitstudie 2011

Damit ändern sich die Anforderungen an das restliche Energieversorgungssystem: Zum einen muss es die **Spitzenlast** sicherstellen, auch wenn der Wind nicht weht und die Sonne nicht scheint. Mangels physischer und ökonomischer Speicheroptionen ist ein *Schattenkraftwerkspark* vorzuhalten, der Defizitphasen absichert. Zum anderen muss die gesetzte FEE-Einspeisung zu jeder Zeit flexibel ausgeregelt werden. In der Konsequenz modellieren die EE-Ausbauszenarien einen Kraftwerkspark, in dem der Zubau von schnell regelbaren Gaskraftwerken erforderlich

ist <sup>1</sup>. Die Investitionsanreize für diesen komplementären Kraftwerkspark werden teilweise durch die Erneuerbaren Energien selber obstruiert: Zum einen sinkt die **Auslastung** der konventionellen Kraftwerke. Zum anderen verdrängen die FEE konventionelle Kraftwerke aus der Einsatzfolge (*Merit Order*). Dadurch sinkt der Großhandelspreis am Spotmarkt – vorübergehend –, und alle eingesetzten Kraftwerke Erlösen weniger Geld.

Das wird u.a. auf Fehler des Marktdesigns zurückgeführt: Zum einen würden die EE über das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) und damit außerhalb des Marktes bepreist, was nicht-marktliche Effekte hervorruft. Zum anderen werde das Produkt Versorgungssicherheit im Energy-Only-Markt nicht korrekt bepreist, weshalb der Spotmarkt als Knappheitsindikator versage <sup>2</sup>. Das Öko-Institut erwartet gar „mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit“ das Versagen des Energy-Only-Marktes <sup>3</sup>. Daher mehren sich die Forderungen nach einem Kapazitätsmechanismus, der Kraftwerke bereits für ihre bloße Vorhaltung honorieren und so die fehlenden Investitionssignale auslösen soll.

Kennzeichnend für die Debatte ist, dass die Wirkungsweise von Kapazitätsmärkten bisher nur oberflächlich verstanden ist. So ist illustrativ, dass die Ethik-Kommission in ihrem Abschlussbericht zur Energiewende befindet: „Die Anpassung des Marktdesigns erfordert die Nutzung von sogenannten Kapazitätsmärkten. Kapazitätsmärkte sind ein marktwirtschaftliches Instrument, für das internationale Erfahrungen vorliegen und das an die deutschen Bedingungen speziell angepasst werden kann“ <sup>4</sup>. Die internationalen Kapazitätsmechanismen sind jedoch lediglich **prototypische Second-best-Modelle**, mit für eine Bewertung nicht ausreichenden Langfristerfahrungen. Sie sind von einer statischen Anforderung an Versorgungssicherheit geprägt, die sich *substanziell* von der deutschen Anforderung eines dynamischen Umbaus unterscheidet. Die prinzipielle Eignung der internationalen Modelle für Deutschland bleibt daher zu untersuchen <sup>5</sup>.

## 2. Internationale Erfahrungen mit Kapazitätsmechanismen

### Internationale Kapazitätsmechanismen

Mechanismus	Land	Bezeichnung
Administrative Kapazitätszahlung	Spanien	Pagos por capacidad
	Irland	Capacity Payment Mechanism
Strategische Reserve	Schweden & Finnland	Peak Load Arrangements
Kapazitätsbörse	PJM (USA)	Reliability Pricing
Kapazitätsoptionen	New England	Forward Capacity Market
	Kolumbien	Obligacion de Energia Firma

Abb. 2: Internationale Kapazitätsmechanismen

Quelle: Süßenbacher 2011

Kapazitätsmechanismen lassen sich danach unterscheiden, ob Kapazitätszahlungen **administrativ** festgelegt oder **marktorientiert** ermittelt werden, zudem zwischen **selektiven** und **umfänglichen** Ansätzen (Abb. 2). Bei selektiven Mechanismen werden Prämien nur für Neuanlagen bzw. Retrofits gewährt. Bei umfänglichen Mechanismen wird der Spotmarktmechanismus durch

<sup>1</sup> Vgl. die Synopse der Ausbauszenarien in Dürr 2009; hierbei sind *notabene* nicht hocheffiziente GuD-Kraftwerke (mit Wirkungsgraden von 60%), sondern schnell regelbare Gas- und Dieselturbinen (mit Wirkungsgraden von 35-38%) gemeint.

<sup>2</sup> Vgl. Joskow 2006: 29ff; Cramton/Stoft 2008:196

<sup>3</sup> Öko-Institut et al. 2012:39, im Widerspruch zu nahezu gesamten regulierungsökonomischen Literatur weltweit

<sup>4</sup> Ethik-Kommission 2011:34f

<sup>5</sup> Vgl. Cramton/Stoft 2006/2008; DICE 2011; Cramton/Ockenfels 2011:14f.; Siegmeier 2011:3; für Europa: Eurelectric 2011

einen Kapazitätsmechanismus ergänzt, mit dem Risiko, dass das Spotmarktpreissignal erodiert und Kapazitätsplanungen zunehmend auf Basis der Kapazitätserlöse vorgenommen werden.

Beide Modelle lassen sich so gestalten, dass sie nachfrageseitige Maßnahmen (**Demand Side Management**) berücksichtigen. Die Mechanismen unterscheiden sich zudem nach der Eingriffstiefe, ihrer zeitlichen Begrenzung – d.h. ob sie als Übergangs- bzw. Notbehelfsregime oder als dauerhaftes Marktdesign angelegt sind - sowie ihrer Komplexität und Fehleranfälligkeit.

### 2.1. Administrative Kapazitätzahlungen (Capacity Payments)

Administrative Kapazitätzahlungen sind einfach zu implementieren, werden aber kritisch beurteilt<sup>6</sup>. **Spanien** hat 1997 Kapazitätzahlungen als Kompensation für von *Stranded Costs* betroffene Kraftwerke eingeführt. Das System wurde 2007 umfassend reformiert. Seither erhalten Investoren in Neu- bzw. Bestandsanlagen mit signifikanter Umrüstung (*Retrofits*) für die Dauer von 10 Jahren eine maximale Kapazitätsprämie von 28 €/kW und Jahr, die skalierend abgesenkt wird, sobald die gesicherte Kapazität die Jahreshöchstlast um mehr als 10 Prozent übersteigt (bei 30 Prozent: 0€/kW).

Die Höhe der Kapazitätsprämie ist willkürlich bestimmt und unterliegt politischen Interventionen. Damit steigt das Risiko von Über- oder Unterinvestitionen: Ist die Prämie zu niedrig, wird das Systemziel verfehlt, ist sie zu hoch, übt sie einen Sog auf Neuinvestitionen aus und drängt wirtschaftliche Optionen aus dem Markt. Beide Effekte erlauben **keinen kostenoptimalen Risikoausgleich**. So wäre die spanische Kapazitätsprämie zu gering, um Gasturbinen in Deutschland zuzubauen.

Die spanische Situation ist auch nicht mit der deutschen vergleichbar. Zwar weist Spanien einen ebenso **dynamischen Windkraftausbau** auf. Das Land ist mangels Kuppelkapazitäten – anders als Deutschland – nur lose in den europäischen Strommarkt integriert. Das Modell begünstigt – mit einer Mindestlosgröße von 50 MW – zentrale Kraftwerke und lässt Flexibilitätspotenziale dezentraler Anlagen aus dem Portfolio der REE und BHKWs unberücksichtigt.

In **Irland** bemisst sich die Prämie an den Kosten des günstigsten Neubaukraftwerks (*Best New Entrant*) und wäre ausreichend für Investitionen in GuD-Kraftwerke<sup>7</sup>. Die EU-Kommission hat das irische System zuletzt kritisiert, weil es zu Verwerfungen im grenzüberschreitenden Stromhandel mit Großbritannien führt<sup>8</sup>. Das weist darauf hin, dass **nationale Alleingänge** in gekoppelten Märkten mit erheblichen Nebenwirkungen einhergehen.

### 2.2. Strategische Reserve (Targeted Resources)

Das Modell der Strategischen Reserve bedingt die geringsten Eingriffe in das bisherige Marktsystem und ist als Übergangsregime geeignet. Der Regulator ermittelt die als Notreserve vorzuhaltende Backup-Kapazität, die ausgeschrieben wird. Das System wurde 2003 in **Schweden** eingeführt und 2006 auf **Finnland** erweitert, nachdem im Winter 2002/2003 signifikante Erzeugungsengpässe auftraten. Als Übergangslösung konzipiert, wurde der Mechanismus mehrfach verlängert und soll nun 2020 auslaufen.

<sup>6</sup> Vgl. Süßenbacher et al. 2011:4f.; Frontier 2011:DE-31

<sup>7</sup> Vgl. EWI 2012:128; NERA 2011:22

<sup>8</sup> Vgl. EU-Kommission 2012a:9

Das Modell ist dazu angelegt, in Wintermonaten, wenn in Schweden saisonal weniger Wasserkraft verfügbar ist, eine **Notreserve** bereitzuhalten. Dazu werden in Schweden 2000 MW Reserve, davon 840 MW aus nachfrageseitigen Maßnahmen - meist Lastverlagerungen energieintensiver Papiermühlen - und in Finnland 600 MW – alte Öl- und Kohlekraftwerke - kontrahiert. Seit 2011 erfolgt die Vergabe über zwei jährliche Auktionen. Die Reserve kommt nur in Engpasssituationen zum Einsatz, lässt also das Marktmodell unverändert, da die Notreserve nicht für die normale Markträumung zur Verfügung steht und damit tendenziell bestehende Knappheiten (und Knappheitspreise) erhöht<sup>9</sup>. Die Einsatzprämie liegt 0,01 €/MWh über dem letzten kommerziellen Gebot, ist aber auf 2.000€/MWh gedeckelt.

Da die Reserve a) mit nur einem halben Jahr Vorlauf ausgeschrieben wird, b) Kapazitätzahlungen nur für das kontrahierte Winterhalbjahr erfolgen und c) der *Price Cap* von 2€/kWh zu niedrig ist, um Neuinvestitionen auszulösen, wirkt der Mechanismus vorwiegend als **Konservierungsprämie** für ansonsten stillzulegende Bestandskraftwerke und als Produktionsverlagerungsprämie für die DSM-Kapazität. Er ist also nicht dazu angelegt, die Effekte einer dynamischen EE-Ausbaudynamik – wie in Deutschland – dauerhaft zu flankieren.

Es gibt jedoch eine Parallelität zwischen der wasserbedingten Engpasssituation im schwedischen Winter, die zur Einführung des Mechanismus 2003 geführt hat, und der **netzbedingten Engpasssituation** im deutschen Winter 2011/2012. In diesem Winter musste mehrfach die von der Bundesnetzagentur kontrahierte Kaltreserve in Österreich aktiviert werden. Für den Winter 2012/2013 prognostiziert die Bundesnetzagentur einen Bedarf in Höhe von 2.150 MW, der sich durch die angekündigte Stilllegung von Eon-Gaskraftwerken in Süddeutschland um 1.420 MW erhöhen könnte. Sie forderte daher gesetzgeberische Maßnahmen, „um Kraftwerksstilllegungen im Bereich der konventionellen Erzeugung zu unterbinden“<sup>10</sup>, die mit der EnWG-Novelle 2012 zeitlich befristet umgesetzt wurden.

Die Bundesnetzagentur beschreibt *nota bene* kein dauerhaftes Kapazitäts- sondern ein vorübergehendes Engpassproblem, das durch Netzrestriktionen und ein regionales Kapazitätsdefizit in Süddeutschland gekennzeichnet ist<sup>11</sup>.

Das Modell der strategischen Reserve ist geeignet, Kontrahierungsprämien für diese Kaltreserve – mit einer Nord-Süd-Differenzierung – nach marktwirtschaftlichen Kriterien zu ermitteln: Insbesondere könnte ein durch Stilllegungsankündigungen ausgelöstes **Spekulieren auf Konservierungsprämien** verhindert werden, da sich in einer Auktion andere – auch nachfrageseitige Ressourcen - offenbaren. Nach übereinstimmenden Schätzungen lägen die Kosten der Reserve analog des skandinavischen Modells bei 25€/kW/a bzw. 80-150 Mio. € p.a. Der Mechanismus könnte auslaufen, wenn die derzeit projektierten Kraftwerks- und Netzkapazitäten verfügbar sind<sup>12</sup>.

Damit wäre das Modell geeignet, das virulente Problem **netzbedingter Engpässe** in Deutschland so lange zu lösen, bis die Notwendigkeit umfassender Kapazitätsmechanismen entweder belegt ist oder sich durch alternative Maßnahmen – bis 2020 perspektivisch insbesondere nachfrageseitige Maßnahmen, europäische Netzintegration, Speicherlösungen sowie die Flexibilisierung von KWK-, Biomasse- und Biogaskraftwerken – erübrigt.

<sup>9</sup> Vgl. Frontier 2011:80

<sup>10</sup> Vgl. BNetzA 2012:77; Eon will Kraftwerke vom Netz nehmen, Handelsblatt, 15.05.2012

<sup>11</sup> §§ 13a- c, Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 20.12.2012 (BGBl. I S. 2730)

<sup>12</sup> Vgl. EWI 2012:134; Frontier 2011:79f

### 2.3. Kapazitätsmärkte (Capacity Obligations / Reliability Options)

Mengenbasierte Kapazitätsmärkte bestimmen den Kapazitätsbedarf *ex-ante*, überlassen die Preisbildung jedoch dem Wettbewerb. Sie werden in der regulierungsökonomischen Literatur als **Second-Best-Lösungen** akzeptiert, solange politische Interventionen unterbleiben<sup>13</sup>. Dazu wird der Spotmarkt durch einen Kapazitätsmarkt ergänzt, der die Vollkostendeckung der letzten zur Versorgungssicherheit als nötig erachteten Option sichert. Neben Kraftwerken können auch nachfrageseitige Maßnahmen berücksichtigt werden. In der Konsequenz wird das Investorenverhalten durch die Kombination aus Spotmarkt- und Kapazitätsmarkterlösen bestimmt.

Es handelt sich um eine **fundamentale Änderung des Marktsystems**, für die lediglich befristete Erfahrungen aus Pool-Märkten vorliegen. Die Spezifika dieser Märkte – zentrale Planung, steigender Energieverbrauch sowie nicht infrage gestellte Dominanz fossiler und nuklearer Erzeugung – liegen in Deutschland nicht vor.

Nur in **Kolumbien** ist das Modell dazu angelegt, eine EE-bedingte Unterdeckung abzusichern, die periodisch bzw. saisonal auftritt. Kolumbiens Stromsystem ist - mit 66 Prozent der installierten Leistung - von Wasserkraft dominiert, deren Verfügbarkeit im Jahresverlauf aufgrund von Wetterextremen stark schwankt. Um für ein unregelmäßig - alle drei bis fünf Jahre - auftretendes **Worst-Case-Szenario** ausreichende thermische Erzeugung vorzuhalten, wurden seit 1996 administrative Kapazitätzahlungen geleistet. Aufgrund mangelnder Effizienz wurde das System 2006 durch eine Optionsprämie abgelöst. Der Regulator CREG ermittelt den Kapazitätsbedarf 3 bzw. 7 Jahre im Voraus und löst - nur wenn eine Unterdeckung prognostiziert wird - eine Auktion für sicher zu liefernde Energie (*Obligación de Energía Firme - ODEF*) aus.

Der Wert der *ODEFs* wird durch eine absteigende Auktion (*DCA*) ermittelt und garantiert dem Anbieter bei Zuschlag eine Vorhalteprämie, unabhängig vom Einsatz, sowie eine Knappheitsrente im Falle des Abrufs. Neue Kraftwerke erhalten die Prämie für einen Zeitraum von bis zu 20 Jahren. *ODEFs* sind physisch abzusichern, d.h. die vergütete Strommenge muss während genau definierter Knappheitssituationen auch eingespeist werden. Das kolumbianische Modell beschreibt die deutsche Situation eines vom **dynamischen Ausbau fluktuierender EE** geprägten Systems nicht. Es beantwortet das Problem der Deckung der Jahreshöchstlast sicher durch Investitionsanreize für neue fossile Kraftwerke, nicht aber die deutsche Flexibilitätsanforderung<sup>14</sup>.

Auch in den **nordamerikanischen Pool-Märkten** Pennsylvania, Jersey, Maryland (PJM) und ISO New England (ISO NE) spielt die Integration stochastischer EE keine Rolle. Pool-Märkte mit zentraler Kraftwerkseinsatzplanung verhindern u.a. grenzkostenübersteigende Knappheitspreise am Spotmarkt, verursachen also ein inhärentes *Missing Money-Problem*. Investitionssignale müssen daher systemisch über einen zusätzlichen Mechanismus nachgebildet werden. In der Konsequenz setzen sich die Strompreise aus zwei komplementären Produkten zusammen, einem Stromprodukt, das ist die physische Lieferung, die im Spotmarkt bepreist wird, und einem **Versorgungssicherheitsprodukt**, das über den Kapazitätsmarkt honoriert wird.

Der Kapazitätsmechanismus im PJM-Markt wurde 2007 wegen **erheblicher Ineffizienzen** umfassend überarbeitet: Den Energieversorgern und Großverbrauchern (*Load Serving Entities*) wird die Verpflichtung auferlegt, Kapazitäten in der Höhe ihres Anteils an der Spitzenlast nachzuweisen, entweder durch eigene Kapazitäten, bilaterale Verträge oder *Capacity Obligations* aus der PJM-Auktion. Die erforderliche Kapazität wird drei Jahre im Voraus verauktioniert. Teilnahme-

<sup>13</sup> Vgl. Cramton/Stoff 2008:196; Cramton/Ockenfels 2011:14

<sup>14</sup> Vgl. Cramton/Stoff 2008:200

berechtigt sind neben Kraftwerken Anlagen mit Fähigkeit zur Lastreduktion (*Demand Response*). Das darf nicht darüber hinwegtäuschen, dass konventionelle Bestandskraftwerke wie Kohle, Gas, Kernkraft und Öl in besonderer Weise vom Mechanismus profitieren (Abb. 3), weil Vorlauf und Vertragslaufzeiten (3 Jahre) nach wie vor zu kurz sind, um Sicherheit für Neuinvestitionen auszulösen. Dabei ist beobachtbar, dass der Kapazitätspreisanteil sukzessive steigt und mittlerweile 20 Prozent des Strompreises determiniert.

### Kapazitätzahlungen im PJM-Mechanismus

Technologie	Kapazitätzahlungen (in Mio. US-\$)	Anteil in %
Fossile Altkraftwerke	\$28.953	68,61%
Kernkraft	\$8.818	20,90%
Wasserkraft	\$2.070	4,91%
Demand Response	\$1.024	2,43%
Neue Kraftwerke / Retrofits	\$518	1,23%
Wind / PV	\$61	0,14%
Energieeffizienz	\$29	0,07%

Abb. 3: PJM-Kapazitätzahlungen 2007-2012

Quelle: DICE 2011

Aus deutscher Sicht ist bemerkenswert, dass PJM seit 2007 regional differenzierte Kapazitätspreise ermittelt, um **engpassorientierte Standortentscheidungen** anzureizen. Das System ist von einer komplexen Parametrisierung gekennzeichnet, in der kleinste Designfehler entscheidend sein können: „Während das Primärziel der Versorgungssicherheit stets erreicht wird, ist die Leistungsfähigkeit des Systems hinsichtlich der Kosteneffizienz und Gewährleistung wettbewerblicher Marktergebnisse fraglich“<sup>15</sup>.

Positiver wird der *Forward Capacity Market* im Gebiet des **Independent System Operators New England (ISO NE)** beurteilt. ISO NE koordiniert Übertragungsnetze, Großhandelsmarkt und Kraftwerkseinsatz in den US-Bundesstaaten Connecticut, Maine, Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island und Vermont. Ein solcher *Market Coordinator* wäre in Deutschland erst zu schaffen. Kennzeichnend für den *Forward Capacity Market* im ISO NE ist, dass er keine physische Kapazität kontrahiert, sondern einen *Hedging-Mechanismus* definiert, der Verbraucher und Erzeuger gegen hohe Spotmarktpreise absichert. Wie im PJM-Markt wird dazu der Strompreis in eine **Spotmarkt- und eine Kapazitätsmarktkomponente** unterteilt. ISO NE führt 40 Monate im Voraus eine *Forward Capacity Auction* durch. Neuanlagen erhalten eine Prämie für 5 Jahre, Bestandsanlagen nur im jeweiligen Jahr.

Vorteile gegenüber dem PJM-Mechanismus resultieren aus der längeren Vorlaufzeit und dem höheren Startpreis der Auktion. Aufgrund des Auktionsdesigns können überkompensierende Preise nur realisiert werden, wenn günstigere Optionen nicht ausreichen, um den Bedarf zu decken. Das reduziert die Marktmacht von Erzeugern, da sich in der Auktion preiswertere Optionen offenbaren. So ist der Anteil an DSM-Kapazitäten von 2,3 GW auf 3,5 GW in der fünften Auktion gestiegen<sup>16</sup>. Das ISO NE-Modell ist angelegt, Investitionssignale in einem Markt mit zunehmendem Energieverbrauch auszulösen, der nicht von stochastischen Phänomenen geprägt ist. Ob es diese Funktion in einer **dynamischen Umbausituation** ebenso erfüllen kann, ist nicht belegt. Die Einführung erfordert eine dauerhafte Umstellung des Marktmodells.

<sup>15</sup> DICE 2011:C

<sup>16</sup> Vgl. EWI 2012:137

### 3. Diskussion in anderen EU-Mitgliedsstaaten

Kapazitätsmechanismen werden – neben Spanien und Irland - in weiteren EU-Mitgliedsstaaten, wie Frankreich, Italien, den Niederlanden, und UK diskutiert. Die Nachbarländer sind in dieser Debatte bereits „deutlich weiter fortgeschritten“<sup>17</sup> als Deutschland (Abb. 4).

#### Kapazitätsmarktdiskussion in der EU

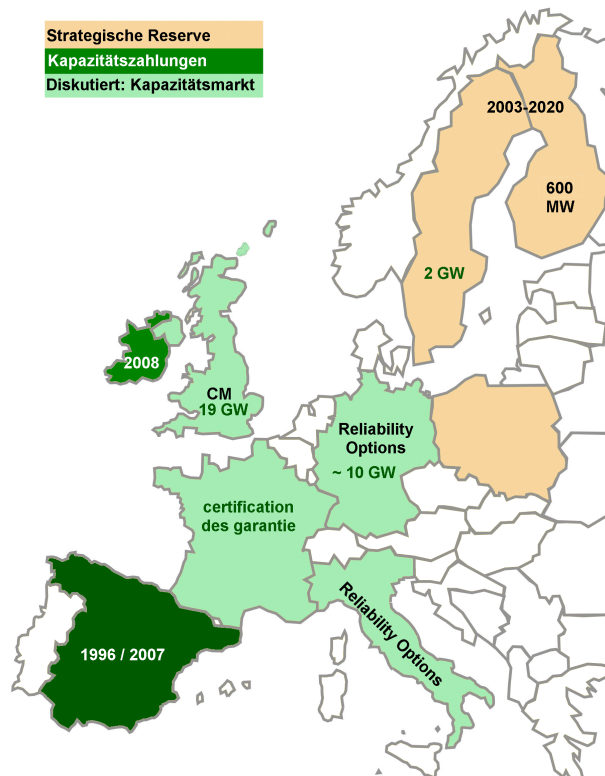


Abb. 4: Kapazitätsmechanismen in der EU-27 Inagendo 2013

**Österreich**, das ein gemeinsames Preisgebiet mit Deutschland bildet, sieht keine Notwendigkeit für einen Kapazitätsmarkt, da die ökonomischen Daten keine europäische Knappheit indizieren<sup>18</sup>. Auch die **Niederlande** haben im Oktober 2012 die Einführung eines Kapazitätsmarktes – mit Hinweis auf Deutschland – zurückgestellt: Bei isolierter Einführung eines deutschen Kapazitätsmarktes erübrigte sich der Neubau von Gaskraftwerken in den Niederlanden<sup>19</sup>. In einem solchen Fall würden die deutschen Stromverbraucher die niederländische Versorgungssicherheit mitfinanzieren, ein sog. *Trittbrettfahrerphänomen*.

Das ist ein ernstzunehmender Hinweis, zumindest in gekoppelten Märkten für ein **abgestimmtes europäisches Vorgehen** zu sorgen. Darauf hat auch der französische Regulierer in seiner Stellungnahme zur französischen Energiegesetznovelle NOME (*Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité*) hingewiesen<sup>20</sup>. Das 2010 verabschiedete NOME sieht die Einführung eines Kapazitätsmechanismus in **Frankreich** vor, der im Winter 2015/16 in Kraft treten soll. Derzeit ist vorgesehen, die Energielieferanten dazu zu verpflichten, Kapazität im Umfang ihrer Leistungen

<sup>17</sup> Vgl. Öko-Institut et al.:5

<sup>18</sup> Vgl. E-Control 2012

<sup>19</sup> Vgl. ECN 2012

<sup>20</sup> Vgl. Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 mars 2012

an Endverbraucher vorzuhalten oder zu kontrahieren. Der Kapazitätsbedarf soll 3-4 Jahre im Voraus definiert werden und dynamisch angepasst werden.

Aus deutscher Sicht stimmt bedenklich, dass am französischen Kapazitätsmarkt neben DSM-Maßnahmen auch ausländische Importkapazitäten teilnahmeberechtigt sind<sup>21</sup>. Die dazu notwendige gesicherte Buchung der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten dürfte bei einer unabhingestimmten Einführung nationaler Kapazitätsmechanismen zu **negativen Effekten** im Strom-austausch zwischen Deutschland und Frankreich führen. Die EU-Kommission warnt in ihrer laufenden Konsultation über Kapazitätsmärkte daher vor drohenden Verwerfungen durch unabhingestimmte nationale Alleingänge<sup>22</sup>.

### 3.1. Kapazitätsmechanismen in Großbritannien

Die **britische Diskussion** ist der deutschen um 18 Monate voraus. Am 22. Mai 2012 wurde ein Gesetzentwurf für eine Energiemarktreform (*Draft Energy Bill*) eingebracht, der u.a. die Einführung eines umfänglichen Kapazitätsmarktes vorsieht<sup>23</sup>. Hervorzuheben ist, dass es sich um eine ganzheitliche Neuregelung des britischen Elektrizitätsmarktes handelt: Komplementär werden die Regeln für die EE-Einspeisung reformiert. Das bisherige Quotensystem (*Renewables Obligations*) soll von einem Marktprämienmodell (*Feed-In Tariff/Contracts for Difference*) abgelöst werden, das Marktanreize für EE setzt, auch untertägig bedarfsgerecht zu produzieren. Das weist darauf hin, dass mit Einführung eines Kapazitätsmechanismus auch in Deutschland **eine flankierende Novelle des EEG unumgänglich** ist<sup>24</sup>.

Die Motivation für die britische *Electricity Market Reform* unterscheidet sich von der deutschen: Hauptmotivation der britischen Reform ist, die bis 2020 auf 137,5 Mrd. € bezifferten Investitionen für Netzausbau und Kraftwerke durch langfristige Investitionssignale sicherzustellen. Großbritannien weist wegen seiner überalterten Kraftwerksstruktur und Insellage ein belegbares Kapazitätsproblem auf. Gleichzeitig ist das UK bisher nur mangelhaft in den EU-Energiemarkt integriert, mit lediglich 3,5 GW Kuppelkapazitäten<sup>25</sup>.

Einzelheiten des Kapazitätsmechanismus sollen 2013 formuliert werden und 2014 in Kraft treten: Vorgesehen ist, dass der Übertragungsnetzbetreiber *National Grid* mit einem Vorlauf von drei Jahren den Kapazitätsbedarf ermittelt und im Wege einer Auktion - zu der verbrauchsseitige Maßnahmen (DSM) beitragen können - ausschreibt. Energieversorger müssen sich - im Umfang ihres Anteils am Kapazitätsbedarf - mit **Versorgungssicherheitsoptionen** (*Reliability Options*) eindecken. Das Modell lehnt sich an das ISO NE-Modell an (vgl. Abschnitt 2.3).

Die Entscheidung für den Kapazitätsmechanismus und gegen eine Strategische Reserve fiel nach einer umfänglichen Folgekostenabschätzung, wonach die Wohlfahrtsverluste der *Reliability Options* geringer ausfallen (Abb. 5).

Voraussetzung ist, dass die überschießende Kompensation durch Kapazitätserlöse, die auf **2-3 Mrd. € p.a.** beziffert wird, an die Verbraucher weitergegeben wird. Die Nettokosten des Systems werden auf ca. **405 Mio. € p.a.** geschätzt.

<sup>21</sup> Vgl. RTE 2011

<sup>22</sup> Vgl. EU-Kommission 2012a. Die Konsultation war bei Drucklegung dieses Dokuments (Feb. 2013) noch nicht abgeschlossen.

<sup>23</sup> Vgl. HM Government 2012, DECC 2011a, DECC 2011b

<sup>24</sup> Vgl. DICE 2011

<sup>25</sup> Vgl. HM Government 2012:5



## Politikfolgenabschätzung in Großbritannien

Beurteilung eines Kapazitätsmechanismus	Strategische Reserve	Kapazitätsmarkt
Versorgungssicherheit	0	++
Anfälligkeit für Marktmacht	--	0
Markteffizienz / Offenheit	0	+
Gesamtbeurteilung Vorteile	0	+
Gesamtgesellsch. Kosten	0	+
Risiken	+	-

Abb. 5: Folgenabschätzung DECC für UK CM Quelle: DECC 2011a

Ob diese Bewertung auch für Deutschland gilt, bliebe zu analysieren: Die britische Energiepolitik setzt auf Kernkraft, CCS-Kraftwerke und Erneuerbare Energien. Die Reform ist auf Investitionssignale für diese – als *three families of low carbon generation* bezeichneten - Technologien angelegt. Im UK ist ein Kapazitätsproblem erkennbar. Deutschland ist mit 57 Interkonnektoren bzw. 17 GW Kuppelkapazität gut in den EU Binnenmarkt eingebunden<sup>26</sup>. Die deutsche Situation ist daher eher von **Flexibilitätsanforderungen** und weniger von Kapazitätsproblemen gekennzeichnet.

### 4. Kapazitätsmarktdiskussion in Deutschland

Eine empirische Politikfolgenabschätzung – wie im UK - liegt für Deutschland nicht vor. Die Diskussion ist kraftwerksgetrieben und wird von einem vermuteten Investitionsdefizit für neue Gaskraftwerke und der Sorge um Stranded Investments getragen. Die mit der Debatte verbundene **Perspektive neuer Subventionen** hat einen selbstverstärkenden Effekt ausgelöst, so dass eine zunehmende Investitionszurückhaltung bei Kraftwerksplanungen zu beobachten ist<sup>27</sup>.

In den letzten Monaten wurden eine Reihe von Gutachten vorgelegt, die mögliche Ausgestaltungen eines deutschen Kapazitätsmarktes beschreiben. Aus der Synopse in Abbildung 6 ist ersichtlich, dass die Gutachten weder einen eindeutigen Befund über die Notwendigkeit noch über die Eignung eines spezifischen Mechanismus erlauben. Alle Modelle überbetonen inhärent Kraftwerksneubauten<sup>28</sup>. Einige Mechanismen berücksichtigen nachfrageseitige Maßnahmen (DSM). **Verdrängungsphänomene** auf andere Technologien bleiben unberücksichtigt.

#### 4.1 Keine eindeutige Notwendigkeit eines Kapazitätsmarktes

Die Einschätzung der Notwendigkeit eines Kapazitätsmarktes lässt sich danach auflösen, ob die Integration Deutschlands in den EU-Strommarkt berücksichtigt wird (Cramton/Ockenfels, DICE, Formaet, Consentec) oder eine Modellierung erfolgt, nach der die Jahreshöchstlast durch **nationale Kapazitäten** (BET, LBD, EWI, Öko-Institut) gedeckt werden muss. EWI befindet: „Würde Versorgungssicherheit nicht als national sicher zu stellendes Ziel definiert, sollte versucht werden, den Kapazitätsbedarf durch die Nutzung von Ausgleichseffekten im europäischen Stromverbund zu reduzieren“<sup>29</sup>.

Nur bei einer nationalen Sichtweise wäre ein Kapazitätsmechanismus erforderlich. Consentec beziffert die nationale **Kapazitätslücke** bis 2020 auf 6 bis 8 GW, das Öko-Institut auf 5 GW

<sup>26</sup> Vgl. ENTSO-E 2011: 90

<sup>27</sup> Vgl. Expertenkommission 2012:78

<sup>28</sup> Vgl. LBD:60, kritisch: DICE 2011; Cramton/Ockenfels 2011

<sup>29</sup> EWI 2012:23

und LBD auf 10 GW. Für 2030 sieht EWI einen Zubaubedarf von 51,2 GW, davon 44,5 GW Gaskraftwerke (davon 39 GW offene Gasturbinen) und 6,7 GW CCS-Braunkohlekraftwerke, das Öko-Institut etwa 15-20 GW<sup>30</sup>. Die Spreizung ist empirisch unbefriedigend und vermutlich auf die unterschiedliche Potenzialeinschätzung von Energieeffizienzmaßnahmen zurückzuführen.

### Synopse der Kapazitätsmarktgutachten

Gutachten	Auftraggeber	CM notwendig	Beurteilung Mechanismus **			Berücksichtigte Dimensionen			
			Strategische Reserve	Selektive CM	Umfängliche CM	Kraftwerke	DSM	EE/ KWK	EU Markt
Cramton/Ockenfels	RWE	nein	o	-	+   -- *	ja	ja	bedingt	ja
BET	bne	ja	--	++	-	ja	bedingt	nein	nein
Formaet	-	nein	o		+	ja	bedingt	nein	bedingt
DICE	RWE	nein	o	-	o   - *	ja	ja	bedingt	ja
LBD	BaWü	ja		++	--	ja	ja	nein	nein
consentec	EnBW	nein	o   + *		+   - *	ja	ja	nein	bedingt
EWI	BMW i	evtl.	-		++	ja	ja	nein	nein
Ecofys	BMU	nein	+	-	o	ja	ja	bedingt	ja
Oeko-Institut, LBD & Raue	WWF	ja	-	+	-	ja	ja	bedingt	bedingt
thüga	thüga	ja			+	ja	bedingt	ja	nein

\* prinzipielle Würdigung | Eignung für deutsche Situation \*\* Präferenz unabhängig von der Notwendigkeit

Abb. 6: Überblick über die Modelle für einen deutschen Kapazitätsmarkt in Reihenfolge ihrer Vorlage

Inagen|do 2013

Bei Berücksichtigung der **Import-Kapazitäten** sind bis 2022 ausreichende Kapazitäten verfügbar, mit einem geringen Kapazitätsdefizit in den Wintermonaten, das ggf. durch Importe nicht *stundenscharf* befriedigt werden kann<sup>31</sup>. Daraus lässt sich kein einseitiger Bedarf für neue Gaskraftwerke ableiten: Im Zeithorizont bis 2020 sollen 80 Prozent der deutschen Haushalte mit Smart Metern ausgerüstet sein, so dass nachfrageseitige Verbrauchsverlagerungen im Verbund mit alternativen Flexibilitätsoptionen den Bedarf für Gaskraftwerke reduzieren könnten<sup>32</sup>.

In einer rein nationalen Modellierung können Kraftwerksneubauten ihre Vollkosten nicht erwirtschaften, da kostengünstigere Kapazitäten aus dem Ausland die Nachfrage teilweise decken. Da in der europäischen Perspektive bis 2022 keine Kapazitätslücke belegbar ist, die nicht durch Importe behoben werden könnte, sendet der mit den EU-Märkten korrelierende Terminmarkt keine Knappheitssignale aus. Das Fehlen von Knappheitssignalen aus dem relevanten Markt – Mitteleuropa - als Indikator für fehlende Investitionssignale in einem auf Deutschland beschränkten Modell zu werten, weist zunächst eher auf ein **Modellversagen** als auf ein Marktversagen hin.

### 4.2 Keine eindeutige Präferenz für ein Modell

Unabhängig von der Einschätzung der Notwendigkeit besteht auch keine Einigkeit über ein für Deutschland geeignetes Best-Practice-Modell. Consentec empfiehlt eine strategische Reserve als kostengünstigste und - bei Wirksamkeit alternativer Maßnahmen - **einfach abzuschaffende Option**. Der Mechanismus wäre geeignet, die engpassbedingte Problematik im Winterhalbjahr zu

<sup>30</sup> Vgl. LBD 2011; Consentec 2011; Öko-Institut et al. 2012:57 ; DLR Leitstudie 2011:120; EWI 2012:2

<sup>31</sup> Vgl. Cramton/Ockenfels 2011:10, Consentec 2012:iv, EWI 2012:9

<sup>32</sup> Vgl. Frontier 2011:32

lösen (vgl. Abschnitt 2.2). Die Kosten beziffert Consentec auf 775 Mio. € p.a. für 10,5 GW Kapazität<sup>33</sup>. EWI beurteilt eine strategische Reserve negativ, weil sie dem Strommarkt Kapazitäten entzieht, die für die normale Markträumung fehlen. Das Institut entwickelt einen *Hedging Mechanismus*, der mit einer **dauerhaften Änderung** des Marktdesigns einherginge. Die Einführungskosten werden von Cramton/Ockenfels als signifikant bewertet, aber weder von EWI noch Öko-Institut beziffert<sup>34</sup>.

Widersprüchlich sind auch die Empfehlungen, ob ein selektiver (BET, LBD, Öko-Institut) oder umfänglicher Kapazitätsmarkt (EWI) eingeführt werden soll. In einem selektiven Mechanismus würden nur Neuanlagen und Retrofits prämiert, von einem umfänglichen Mechanismus würden auch Bestandskraftwerke profitieren. BET und LBD versuchen, **Windfall Profits** von Bestandsanlagen zu verhindern, indem nur Neuanlagen und DSM-Maßnahmen incentiviert werden. Die regulierungsökonomische Literatur beurteilt selektive Mechanismen skeptisch, weil sie einen **Rutschbahneffekt** auslösen und das Kapazitätsproblem verschärfen: Neuanlagenprämien drängen - andernfalls noch wirtschaftliche - Kapazitäten vorzeitig aus dem Markt, so dass *ad ultimo* ein Mehrfaches der – ursprünglich den Handlungsbedarf auslösenden - Defizit-Kapazität subventioniert werden muss<sup>35</sup>.

LBD beziffert die Kosten seines Mechanismus auf 1,18 Milliarden € p.a. für 10 GW Kapazität. Das Modell drängt perspektivisch weitere 10-12 GW aus dem Markt, die wiederum subventioniert werden müssen<sup>36</sup>. Das liegt in der Absicht des Auftraggebers, des Umweltministeriums Baden-Württemberg, das als Sekundärziel eine „schnellere“ Verdrängung von Kohlekraftwerken aus dem Erzeugungsmix vorgegeben hatte. Aus umweltpolitischer Sicht ist das nicht notwendig, weil sich die Verdrängung von CO<sub>2</sub>-intensiven Kraftwerken über die CO<sub>2</sub>-Preissignale im Emissionshandel einstellt. LBD beziffert nur die Kosten für ersten 10 GW - nicht die Kosten für Verdrängungseffekte und vorzeitige Entwertung. Kritischer ist, dass der Mechanismus einen dauerhaften **Subventionstatbestand** auslöst: Am Ende der „Rutschbahn“ werden Kraftwerksinvestitionen im Wesentlichen von Kapazitätserlösen determiniert<sup>37</sup>.

Das EWI-Modell der **Versorgungssicherheitsverträge** erlaubt keine willkürliche Unterscheidung in neue oder alte Kapazität: Lastsichernde Kapazität hat *intrinsisch* den gleichen Wert, egal ob die Versorgungssicherheit von alten oder neuen Anlagen besichert ist; EWI löst das von BET/LBD/Öko-Institut befürchtete Windfall Profit-Problem anders: Bestandsanlagen wirken nicht preisbildend und erhalten eine Kapazitätsprämie nur im Jahr des Zuschlags, Neuanlagen für 15 Jahre. Wenn der Grund für einen selektiven Mechanismus bei LBD, BET oder Öko-Institut die Verhinderung von Gewinnmitnahmen ist, löst EWI dieses Problem effizienter<sup>38</sup>.

### 4.3 Diskussion des EWI-Modells

Das EWI-Modell, das im April 2012 vorgelegt wurde, wird in der politischen Debatte als präferiertes Modell gehandelt. Grund ist weniger die spezifische Eignung des komplexen Mechanismus, als das **politische Bedürfnis** nach einer greifbaren Handlungsoption zur Beendigung der Investitionsdebatte. Illustrativ ist, dass Bayerns Wirtschaftsminister Martin Zeil nach Vorlage des Engpassberichts der Bundesnetzagentur die umgehende Einführung des EWI-Modells for-

<sup>33</sup> Vgl. Consentec 2011; ähnlich EWI 2012:54

<sup>34</sup> Vgl. Cramton/Ockenfels 2011:7; Consentec 2011:34

<sup>35</sup> Vgl. DICE 2011:115; Brattle 2009:4; Germanwatch 2011:33

<sup>36</sup> Vgl. Consentec 2011:19,33f

<sup>37</sup> Vgl. LBD 2011:69; Consentec 2011:19

<sup>38</sup> Vgl. Brattle 2009:4; DICE 2011:115; EWI 2012:58; Cramton/Ockenfels 2011:20

derte<sup>39</sup>. Die im Engpassbericht beschriebene *kurzfristige* Problematik kann vom EWI-Mechanismus nicht gelöst werden, sondern legt eher die befristete Umsetzung des Consentec-Modells nahe (vgl. Abschnitt 2.3)<sup>40</sup>.

**Das EWI-Modell eignet sich daher als Einstieg in die Diskussion, nicht aber als Ersatz für eine sorgfältige Politikfolgenabschätzung, und sollte nicht überhastet eingeführt werden.**

Der Mechanismus basiert auf dem von Cramton/Ockenfels entwickelten Modell der *Reliability Options*. EWI schafft einen - zum Terminmarkt komplementären - Markt für Versorgungsicherheitsverträge, in dem Kapazitätsverpflichtungen (für Stromerzeuger) und Verfügbarkeitsoptionen (für Stromlieferanten) gehandelt werden. Mit Kapazitätsverpflichtungen erhalten Investoren langfristig planbare Erlöse aus dem Kapazitätsmarkt: Im Gegenzug geben sie Verfügbarkeitsoptionen aus, die Energielieferanten - und mittelbar Stromverbraucher - gegen Spotmarktpreise oberhalb eines administrativ bestimmten Ausübungspreises absichern.

Das komplizierte Arrangement soll u.a. verhindern, dass Stromerzeuger **Marktmacht** ausüben, um aus Kapazitäts- und Terminmarkt „doppelte Dividenden“ zu erzielen, weil sie - den Ausübungspreis überschreitende - anteilige Spotmarktpreise zurückzahlen müssen. Das gilt auch, wenn sie nicht produzieren, d.h. gar keine Spotmarkterlöse erwirtschaftet werden: Das setzt starke Anreize, Kraftwerke zu Zeiten des Spitzenbedarfs auch tatsächlich verfügbar zu halten, weil ansonsten erhebliche Verluste - bis hin zur Insolvenz - realisiert werden müssen. Es bedeutet auch, dass Investoren die Preisentwicklung in zwei Märkten, dem Spot- und dem Kapazitätsmarkt, antizipieren müssen, was regelmäßig **kleinere Anbieter** überfordern dürfte.

Das Modell erfordert die Schaffung eines **zentralen Marktkoordinators** - denkbar wäre ein Joint Venture zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der EEX<sup>41</sup>. Der Marktkoordinator definiert 5-7 Jahre im Voraus den voraussichtlichen Bedarf an gesicherter Kapazität und schreibt diesen über eine absteigende Auktion (*Descending Clock Auction*) aus. An der Auktion müssen alle Anbieter von gesicherter Kapazität teilnehmen (oder ihre Anlagen dauerhaft stilllegen). Altanlagen müssen ihre gesamte Kapazität zum Wert von Null bieten, so dass nur neue Kapazitäten bzw. DSM preissetzend wirken. Als Startpreis wählt der Marktkoordinator einen so hohen Preis, dass der Kapazitätsbedarf sicher übererfüllt wird. Der Auktionspreis wird so lange verringert, bis das „sichere“ Kapazitätsniveau erreicht ist<sup>42</sup>.

Das Modell wirkt schon in der Theorie komplex und ist in der Praxis anfällig für Parametrisierungsfehler: Der Marktkoordinator muss den Kapazitätsbedarf mit einem Vorlauf von 5-7 Jahren sicher abschätzen. Das ist schon in statischen Märkten anspruchsvoll, in der deutschen Umbausituation eher illusorisch<sup>43</sup>.

Die Behandlung von Stromimporten ist ungeklärt, sowohl bei der Ermittlung des Kapazitätsbedarfs, als auch bei der Behandlung ausländischer Marktteilnehmer: Die Teilnahme **ausländischer Erzeuger** kann die inhärenten Marktmachtprobleme eines Kapazitätsmarktes begrenzen. Sie setzt aber die Reservierung von Interkonnektor-Kapazitäten voraus, da Importkapazitäten

<sup>39</sup> Vgl. Rüffel für Parteifreund, Wirtschaftswoche, 14.05.2012

<sup>40</sup> Vgl. Cramton/Ockenfels 2011:27

<sup>41</sup> Vgl. EEA 2012:113; DICE 2011:117

<sup>42</sup> Der DCA-Mechanismus ist bei EWI 2012:58 ausführlich beschrieben.

<sup>43</sup> EWI schlägt daher nachfolgende Auktionen vor

neuer Wettbewerber andernfalls in der Präqualifikation nicht als gesichert gelten. Das verringert die grenzüberschreitenden Kapazitäten und ruft ggf. neue Engpässe hervor<sup>44</sup>.

Auch die Festlegung des Ausübungspreises ist kritisch: Ein zu hoher Wert erhöht das Risiko von Mitnahmeeffekten, eine zu geringe Festlegung dämpft den Spotmarktpreis und erhöht die notwendige Prämie aus dem Kapazitätsmarkt. Nur im Fall einer sinnvollen Parametrisierung ermittelt der Mechanismus den Zubaubedarf, d. h. die Deckungslücke zwischen Bestand und ggf. benötigten neuen Anlagen, und das **theoretisch kostenoptimale Niveau** der Kapazitätzahlung. Diese Prämie wird im Jahr des Zuschlags an alle Anlagen – auch Bestandskraftwerke - gezahlt; Neuanlagen erhalten die Prämie für weitere 14 Jahre. Die Kosten für die Kapazitätzahlung können anteilig oder gewichtet auf die Strompreise umgelegt werden (Abb. 7).

Für eine gewichtete Umlage spricht, dass Verbraucher mit unangepasstem Verbrauchsverhalten in Knappheitssituationen den Kapazitätsbedarf erhöhen<sup>45</sup>. Umgekehrt soll die Differenz zwischen Spotmarkt- und Ausübungspreis aus den Verfügbarkeitsoptionen über die Stromlieferanten wieder an die Endkunden weitergegeben werden. Das setzt einen wirksamen **Wettbewerb im Endkunden-Markt** voraus. EWI konzediert: „Wenn der Wettbewerb im Endkunden-Markt nicht ausreicht, diese gesunkenen Beschaffungskosten weiterzugeben, ist der Schaden für Endkunden groß“<sup>46</sup>.

### Zahlungsströme im EWI-Mechanismus

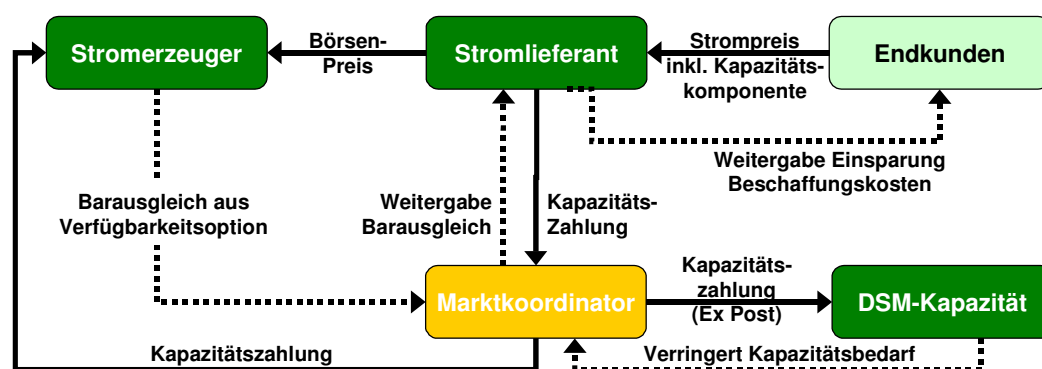


Abb. 7 Kapazitätzahlungen und Barausgleich im EWI-Modell

Inagendo 2013

Nachfrageseitige Flexibilität (DSM) ist am EWI-Kapazitätsmarkt prinzipiell teilnahmeberechtigt, wird aber modellendogen abgewertet:

- Die Vorlaufzeit ist mit 5-7 Jahren auf Kraftwerksplanungsprozesse zugeschnitten und zu lang für Planungsprozesse für DSM-Kapazitäten. In der Auktion identifiziert sich daher nur ein Teil der **Nachfrageflexibilität**. EWI schlägt behelfsweise vor, nach der Erstauktion weitere Auktionen durchzuführen.
- EWI bewertet den Leistungskredit von DSM-Maßnahmen skeptisch und wertet sie im Präqualifikationsverfahren mit einem Korrekturfaktor ab: „Viele Anwendungen können nur zeitlich verschoben werden, wodurch sie sich nur bedingt eignen, Gasturbinen in ihrer Backup Funktion zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit zu ersetzen.“

<sup>44</sup> Auf die erheblichen Nebenwirkungen eines unkoordinierten Zugriffs auf die grenzüberschreitenden Kapazitäten bei den derzeit isoliert in Frankreich und Deutschland diskutierten Modellen wurde bereits verwiesen: Marginal höhere Kapazitätsprämien in einem Land könnten die Nutzung der Interkonnektoren in die Gegenrichtung dauerhaft blockieren.

<sup>45</sup> Vgl. EWI 2012:62; ähnlich: Siegmeier 2011:9

<sup>46</sup> EWI 2012:118

- Laut EWI sind die Erschließungskosten vieler DSM-Anwendungen „mittelfristig zu hoch, um eine kostengünstige Alternative zu Gasturbinen zu sein“<sup>47</sup>.

Letztes Argument gilt auch für die **Flexibilisierung von KWK-Anlagen** durch den Bau von Wärmespeichern. Wärmegeführte KWK-Anlagen werden primär im Winter betrieben, wenn der deutsche Lastbedarf am höchsten ist. Daher kann der Zubau von Wärmespeichern in bisher wärmegeführten KWK-Anlagen nicht nur zur Lastdeckung beitragen, sondern auch Schwachwindphasen überbrücken. Die Potenziale werden vom Kölner Institut durchaus konzediert, waren aber nicht Bestandteil seines Arbeitsauftrags<sup>48</sup>.

Die Investitionskosten für Gasturbinen sind regelmäßig niedriger als für Wärmespeicher. Der EWI-Kapazitätsmarkt würde zuverlässig den Bau neuer Gaskraftwerke auslösen und die Investitionssignale für KWK-Wärmespeicher unterdrücken. Mit der KWK-Novelle, die der Bundestag am 24. Mai 2012 beschlossen hat, wurden Zuschlagszahlungen für die Erweiterung von KWK-Anlagen mit Wärmespeichern eingeführt. Diese Flexibilitätsanreize wären zwingend an die Kapazitätsprämien im Versorgungssicherheitsmarkt anzupassen, um eine **Entwertung der KWK-Investitionen** zugunsten von Gasturbinen zu verhindern.

Für **regelbare Technologien aus dem erneuerbaren Portfolio** gerät die Situation prekärer: Bisher sieht EWI nicht vor, EE zum Kapazitätsmarkt zuzulassen, sondern regt – zur Vereinfachung – an, den Leistungskredit von Erneuerbaren Energien vom Kapazitätsbedarf abzuziehen und eine „Residual-Spitzenlast“ auszuschreiben<sup>49</sup>. Das liegt daran, dass das EWI-Modell nicht zwischen fluktuierenden (FEE) und regelbaren Erneuerbaren Energien (REE) differenziert. Selbst wenn REE-Kapazität im EWI-Mechanismus zugelassen würde, würden Gasturbinen mit geringeren Investitionskosten die Auktion dominieren.

Mit dem EEG 2012 wurden Markt- und Flexibilitätsprämien eingeführt, die EE zur lastorientierten Fahrweise anreizen sollen, aber nicht ausreichend sind, um Gas- und Wärmespeicher zuzubauen<sup>50</sup>. Die Wirkung der – umstrittenen - Marktprämie basiert auf der Erwartung untertägig volatiler Spotmarktpreise. Mit dem EWI-Modell werden Kraftwerkserlöse durch eine Kombination aus Kapazitätsmarkt- und Spotmarkterlösen ersetzt. Das führt zu einer effektiven Dämpfung des Spotmarktpreises. Biomasse- und Biogasanlagen unterhalb von 750kw elektrischer Leistung können sich dem durch Rückflucht in den EEG-Mechanismus entziehen. Für Anlagen über 750kW<sub>el</sub> ist dieser Weg nach dem EEG 2012 ab dem 1.1.2014 verbaut. Sie geraten in eine **Sandwichsituation** zwischen der gesetzten Einspeisung aus FEE und kapazitätsprämiierten Gaskraftwerken. Investitionssignale für Gas- und Wärmespeicher wären daher zwingend in einer EEG-Novelle zu berücksichtigen und dauerhaft auf ein Niveau oberhalb der ermittelten Kapazitätsprämien aus dem EWI-Kapazitätsmarkt zu setzen<sup>51</sup>. In der Konsequenz sichert der EWI-Mechanismus – ökonomisch effizient - Investitionsanreize für neue Gaskraftwerke, bei gleichzeitiger Dämpfung der Anreize für alternative Technologien.

#### 4.4 Jüngere Vorschläge: Öko-Institut und thüga

Nach Vorlage des EWI-Modells haben Öko-Institut et al. im Oktober 2012 und die thüga-Gruppe im Januar 2013 hybride Modelle vorgelegt. Das Öko-Institut schlägt – auf der Basis eines WWF-Anforderungskatalogs – ein „fokussiertes Kapazitätsmarktmodell“ vor, in dem

<sup>47</sup> EWI 2012:121

<sup>48</sup> Vgl. EWI 2012:42

<sup>49</sup> Vgl. EWI 2012:122

<sup>50</sup> Vgl. Hartmann et al. 2011:16

<sup>51</sup> Vgl. Groscurth/Bode 2011; Matthes/Ziesing 2011:16

der Kapazitätsmarkt in drei „Produkte“ unterteilt wird : Bestandskraftwerke, die nur für 1 Jahr honoriert werden, Retrofits und DSM-Maßnahmen mit bis zu vier Jahren sowie „echte“ Neubauprämierte Kraftwerke mit bis zu 15 Jahren. Der Vorschlag sucht, Kapazitätsszahlungen für Altkraftwerke („*Mitnahmeeffekte*“) zu vermeiden. Lastsichernde Kapazität hat jedoch intrinsisch immer den selben Wert, egal ob die Versorgungssicherheit durch alte oder neue Anlagen besichert wird. Der resultierende „Rutschbahneffekt“ scheint von WWF und Öko-Institut beabsichtigt, weil der Mechanismus durch die Einführung eines Maximalmissionsstandards von 600 g/kWh auch Kohlekraftwerksneubauten zu verhindern sucht. Insofern leidet der Vorschlag an einer Überfrachtung des eigentlichen Ziels von Kapazitätsmechanismen – der Sicherstellung der Versorgungssicherheit – durch **politisch motivierte Sekundärziele**.

Der thüga-Vorschlag regt die Einrichtung von zwei separaten Kapazitätsmärkten an: Einen Markt für die benötigte konventionelle Kapazität, an dem auch REE und Speicher teilnahmeberechtigt sind sowie einen Kapazitätsmarkt für Erneuerbare Energien. Letzter läuft auf die Reform des Stromeinspeisegesetzes durch ein Marktprämien- bzw. Quotenmodell hinaus. Das thüga-Modell ist bisher noch nicht ausformuliert, dem Öko-Institut-Modell aber durch den Versuch der Integration der bisher getrennten Märkte für EE und konventionelle Märkte voraus. Kritisch ist, dass die thüga-Unternehmen wegen der (antiquierten) Beschränkungen der Gemeindeordnungen nicht im EU-Energiemarkt „mitspielen“ dürfen, weshalb Ausgleichseffekte (Strom-Ex- und Importe) in diesem Modell keine Rolle spielen.

#### 4.5. Kapazitäts- vs. Flexibilitätsdebatte

Die auf Neubauprämien für Gaskraftwerke fixierte Debatte führt dazu, dass die Diskussion über **alternative Flexibilitätsmechanismen** - insbesondere über die für einen Umbau vorrangigen Maßnahmen - bisher eine Nebenrolle einnimmt. Konventionelle Kraftwerke sind nur **eine** Option, Flexibilität für den Umbau des Energiesystems bereitzustellen. Dieser Umbau ist durch eine systematische Umkehrung der Nachfrage-/Angebotssituation gekennzeichnet: Im heutigen Energiesystem folgt die flexible Erzeugung einer unelastischen Nachfrage. Die Zukunft ist durch ein Energieangebot von FEE gekennzeichnet, dem die Nachfrage flexibel folgen muss.

Daher ist die **Nachfrageflexibilisierung**, d.h. die Anpassung des Energieverbrauchs an die Erzeugung, die vordringlichste Aufgabe der Energiewende. Der VDE hat das theoretische Potenzial von *Demand Side Integration* für 2010 auf bis zu 25 GW beziffert, ein Mehrfaches der aktuell debattierten Kapazitätslücke. Das technische, d.h. ohne Komforteinbußen hebbare Potenzial wird auf etwa ein Fünftel beziffert, also in Höhe des vom Öko-Institut bis 2020 auf 5 GW und bis 2030 auf 15-20 GW bezifferten Kapazitätsdefizits (Abb. 8). In dem Maße, wie die Nachfrage durch verbrauchsseitige Maßnahmen (Demand Side Management) und Smart Meter flexibilisiert werden kann, verringert bzw. erübrigt sich auch die Notwendigkeit eines Kapazitätsmarkts<sup>52</sup>. Cramton/Ockenfels befinden: „*Die Aussichten für eine verbesserte Nachfrageelastizität werden von Jahr zu Jahr besser, da sich intelligente Lösungen für Zählertechnologien und Stromnetz schnell entwickeln*“<sup>53</sup>. Die Kapazitätsmarktdebatte droht die Handlungsdringlichkeit einer Nachfrageflexibilisierung zu verschleiern. Die Unterdrückung der Nachfragerreaktion perpetuiert den Bedarf an fossilen Kapazitäten - von ca. 7 GW auf 16 GW in 2020 und 32 GW in 2030<sup>54</sup>. Damit geriete ein Kapazitätsmarkt **zum Problem und nicht zur Lösung** für den Umbau.

<sup>52</sup> Vgl. Cramton/Ockenfels 2011:DE-8

<sup>53</sup> ebd.

<sup>54</sup> Vgl. IAEW/Consentec 2011:26

## Lastmanagement (DSI) Potenziale in Deutschland

Jahr	Kapazität / Energie	Haushalte	GHD	Industrie
2010	Leistung (GW)	3,6 GW	1,4 GW	4.5 GW
	Energie (TWh/a)	8 TWh	5 TWh	
2020	Leistung (GW)	3,8 GW	1,7 GW	77 GWh
	Energie (TWh/a)	12,4 TWh	5,6 TWh	
2030	Leistung (GW)	6 GW	1,8 GW	77 GWh
	Energie (TWh/a)	32,3 TWh	9,7 TWh	

Abb. 8: Demand Side Integration Potenzial Deutschland

Quelle: VDE 2012

Auch im Erzeugungspotfolio existieren Alternativen zu Gaskraftwerken, die mangels Investitionsanreizen bisher nicht ausgeschöpft und in der Kapazitätsmarktdiskussion vernachlässigt werden<sup>55</sup>: Die Flexibilisierung von KWK-, Biomasse- und Biogasanlagen und BHKWs mit **Wärme- und Gasspeichern** könnten Gasturbinen substituieren. Das Zusatzpotenzial von BHKWs wird auf 2 GW, das von Biomasse auf 2,5 GW und das von Biogas auf 3,4 GW in 2020 geschätzt<sup>56</sup>. Die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan erlaubt die Nutzung des Gasnetzes als saisonalen Speicher und die Überbrückung auch mehrtägiger Schwachwindphasen.

## Flexibilitätsoptionen für Deutschland

Stromsystem	Charakteristik	Technologie	Flexibilitäts-	
			potenzial	kosten
Erzeugung	nicht disponibel	Photovoltaik	--	n.a.
		Windenergie	--	n.a.
		Biomasse wärmegeführt	-	-
		KWK wärmegeführt	-	-
	disponibel	KWK stromgeführt	+	+
		KWK mit Wärmespeicher	++	0
		konventionelle Kraftwerke	++	+
		Biomasse mit Wärmespeicher	+	0
		CSP mit Wärmespeicher	+	0
		Biogas mit Wärme-/Gasspeicher	++	0
Flexibilität	Nachfrage	Laufwasser mit Schwellbetrieb	+	0
		Geothermische Kraftwerke	0	-
		DSM (Industrie)	0	0
	Speicher	Smart Grids	0	-
		Import/Export	+	+
		Pumpspeicher	+	0
		Druckluftspeicher	+	0
		Batteriespeicher / E-Mobility	+	-
Biomethan (Speicher: Erdgasnetz)	++	0		
EE-Methanisierung	+	--		

Abb. 9: Portfolio der Flexibilitätsoptionen im deutschen Stromsystem

Inagen 2013

Aufgabe eines **deutschen Flexibilitätsmarktes** wäre es, Investitionssignale für den Ausbau und die Nutzung all dieser Flexibilitäten zu geben. Eine Maschinenprämie beschädigt das Preissignal, das für den notwendigen Ausbau von Wärmespeichern oder nachfrageseitige Anpassungen

<sup>55</sup> Vgl. Siegmeier 2011:5; Hartmann et al. 2011:14

<sup>56</sup> Vgl. Matthes/Ziesing 2011:15f; Hartmann et al. 2011:4



erforderlich ist. Regelbare Erneuerbare Energien (REE) - v.a. Laufwasser, Geothermie, Biomasse und Biogas - würden in eine **Sandwich-Situation** zwischen der fluktuierenden Einspeisung von Wind und PV einerseits, und den kapazitätsmarktgetriebenen konventionellen Kraftwerken andererseits geraten. Ihre Flexibilität müsste daher entweder im EEG über Kapazitätsprämien oder im Kapazitätsmarkt über einen Korrekturfaktor honoriert werden<sup>57</sup>.

## 5. Fazit

Alle internationalen Kapazitätsmarktmodelle beschreiben die Anforderung des dynamischen Umbaus des Energieversorgungssystems zu einem EE-dominierten System **nicht**. Sie sind angelegt, in Märkten mit steigendem Energieverbrauch gesicherte fossile Kapazitäten zur Deckung der Jahreshöchstlast anzureizen. Die Eignung dieser Modelle für Deutschland ist daher fraglich.

Die Vorschläge zur Ausgestaltung eines deutschen Kapazitätsmarktes fokussieren einseitig darauf, ein Investitionsdefizit zum Bau von (fossilen) Gaskraftwerken zu beheben. Sie konstruieren – durch die Vernachlässigung der Integration Deutschlands in den europäischen Strommarkt – einen **künstlichen Kapazitätsbedarf**, der in der europäischen Dimension bis 2020 nicht beobachtbar ist. Lediglich Consentec beschreibt die Kapazitätssituation, die im Engpassbericht der Bundesnetzagentur beschrieben wird, und schlägt einen geeigneten Mechanismus vor, eine tatsächlich beobachtbare Entwicklung durch ein schnell abzuschaffendes System zu beheben.

Alle weiteren Vorschläge sind von **erheblichen Marktverwerfungen** und bisher **nicht verstandenen Nebenwirkungen** gekennzeichnet. Das gilt auch für das methodisch robuste EWI-Modell, das modellendogen alternative Flexibilitätsoptionen als entweder nicht ausreichend gesichert oder ökonomisch teurer als Gaskraftwerke abwertet. Das EWI-Modell wäre vor einer Einführung zwingend auf seine Nebenwirkungen zu analysieren. Dabei wäre sicherzustellen, dass **Anreize zur Nachfragereduktion** und zur Investition in flexible KWK sowie regelbare Erneuerbare Energien Vorrang vor fossilen Gaskraftwerken genießen. Das weist darauf hin, dass – analog des britischen Vorgehens – ein Kapazitätsmarkt nicht isoliert eingeführt werden kann, sondern von einer ganzheitlichen Energiegesetznovelle begleitet werden muss.

Die Expertenkommission zur Energiewende beurteilt die Kapazitätsmarktdebatte in ihrem Kommentar zum Energiewendebericht 2012 skeptisch. Als Beispiel für ein Politikversagen wertet sie *„die derzeitige Diskussion über Kapazitätsmärkte [...] Von Seiten des Regulierers wird in Aussicht gestellt, dass zukünftig Stromerzeuger für Investitionen in Erzeugungskapazitäten entlohnt werden sollen, um Engpässe zu vermeiden. Allein schon die Ankündigung einer zukünftigen Subvention hat bereits das Potential, die heute ohnehin erkennbare Investitionszurückhaltung zu verstärken. Die Warnung vor Kapazitätsengpässen aus der Politik kann somit zur selbsterfüllenden Prophezeiung werden.“*<sup>58</sup>

Prinzipiell sollte sorgfältig analysiert werden, ob die Einführung von Kapazitätsmärkten nicht eher schadet als nutzt. Das Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie **warn**t angesichts der nicht verstandenen Komplexität ausdrücklich vor der Einführung von Kapazitätsmärkten, bevor ihre Notwendigkeit belegt ist: *„Vor dem Hintergrund, dass speziell in Deutschland kein zwingender Bedarf für die Einführung eines Kapazitätsmarktes gegeben ist, implizieren die genannten Komplexitätsprobleme starke Zweifel, ob die Einführung eines Kapazitätsmarktes unter*

<sup>57</sup> Vgl. Groscurth/Bode 2011; Matthes/Ziesing 2011:16

<sup>58</sup> Expertenkommission 2012:110

*Umständen nicht zu kaum zu bewältigenden Problemen führt und aus diesem Grund sehr sorgfältig überdacht werden muss“<sup>59</sup>.*

Die Vorschläge von EWI und Öko-Institut suggerieren aufgrund ihrer Komplexität und des resultierenden erheblichen Zeitvorlaufs zu ihrer Einführung eine unmittelbare Handlungsnotwendigkeit. Das sollte eine sorgfältige **Politikfolgenabschätzung** – siehe das erwähnte Beispiel Großbritannien – nicht ersetzen, die den **Grad der europäischen Strommarktintegration**, die tatsächliche **Dimension des Kapazitätsdefizits** sowie die **vordringliche Einbeziehung der Nachfrageseite** in den Vordergrund stellt.

Cramton/Ockenfels, die den EWI und Öko-Institut zugrundeliegenden Hedging Mechanismus als erste theoretisch beschrieben haben, warnen ebenfalls: *„Unsere Analyse für die Situation in Deutschland zeigt vielmehr, dass diverse andere Stellschrauben von großer Bedeutung für die Angemessenheit der Erzeugungskapazität sind und prioritär betrachtet werden sollten“<sup>60</sup>.* Zu diesen prioritären Stellschrauben zählt insbesondere die Flexibilisierung der Nachfrage. Cramton/Stoft – die Entwickler der amerikanischen Mechanismen - empfehlen als bessere Alternative zur Einführung von Versorgungssicherheitsmärkten die **Installation von Echtzeitzählern** und die **Einführung von Echtzeitpreisen**, wie sie durch Smart Grids und Smart Meter in der Zeitperspektive bis 2020 auch in Deutschland möglich sind<sup>61</sup>.

<sup>59</sup> DICE 2011:148

<sup>60</sup> Cramton/Ockenfels 2011:DE-05/32; ähnlich: DICE 2011:1; Formaet 2011:53f; Siegmeier 2011:18

<sup>61</sup> Vgl. Cramton/Stoft 2008:2

## 6. Literatur

- BEE 2012:** Kompassstudie Marktdesign. Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender EE
- BET 2011:** Kapazitätsmarkt. Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung
- BMWi/BMU 2012:** Erster Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“
- Brattle Group 2009:** A Comparison of PJM’s RPM with Alternative Energy and Capacity Market Designs
- Bundesnetzagentur 2012:** Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12
- Bundestag 2012a:** Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung, BT-Drs. 17/10579
- Bundestag 2012b:** Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten, BT-Drs. 17/11671
- BNetzA/BkartA 2012:** Monitoring Bericht 2012
- Consentec 2012:** Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland
- Consentec/IAEW/ewi 2010:** Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung
- Consentec/r2b 2010:** Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem
- Cramton, P. u. A. Ockenfels 2011:** Economics and design of capacity markets for the power sector
- Cramton, P. u. S. Croft 2006:** The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity
- Cramton, P. u. S. Croft 2008:** Forward reliability markets: Less risk, less market power, more efficiency, in: Utilities Policy 16 2008, S. 194ff.
- DECC 2011a:** Electricity Market Reform – Capacity Mechanism. Impact Assessment
- DECC 2011b:** Planning Our Electric Future: A Technical Update
- DENA 2012:** Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt
- DICE 2011:** Vor- und Nachteile alternativer Kapazitätsmechanismen in Deutschland
- DLR-Leitstudie 2011:** Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global
- Dürr, D. 2009:** Zukünftige Stromerzeugungskapazität: Ist die Lücke eine Lüge? in: et 1-2/2009, S. 56ff.
- ECN 2012:** The missing money problem and capacity markets, BAEE Policy Workshop, Den Haag, 02.11.2012
- Ecofys 2012:** Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland. Zwischenbericht
- Econtrol 2012:** Assessment of the Necessity of Introducing Capacity Mechanisms in Austria, DENA Workshop, 31.08.2012
- Ethik-Kommission 2011:** Deutschlands Energiewende – Ein Gemeinschaftswerk für die Zukunft
- EU-Kommission 2012a:** Consultation Paper on generation adequacy, capacity mechanisms and the internal market in electricity
- EU-Kommission 2012b:** Ein funktionierender Energiebinnenmarkt, COM(2012) 663 final

- Eurelectric 2011:** RES Integration and Market Design: Are Capacity Remuneration Mechanisms needed to ensure Generation Capacity?
- Expertenkommission 2012:** Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011
- EWI 2012:** Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign
- Formaet 2011:** Capacity Markets: Relevant for Europe and appropriate for Germany?
- Frontier Economics 2011:** Practical considerations of capacity mechanisms - German situation and international experience
- Germanwatch 2012:** Kapazitätsmärkte. Hintergründe und Varianten mit Fokus auf einen emissionsarmen deutschen Strommarkt
- Groscurth, H. u. S. Bode 2011:** Kapazitätsprämien für dargebots-unabhängige Techniken einschließlich Speicher. Ein Ansatz zur Weiterentwicklung des EEG
- HM Government 2012:** Draft Energy Bill
- IAEW/Consentec 2011:** Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen
- IEA 2012:** Securing Power during the Transition. Generation Investment and Operation Issues in Electricity Markets with Low Carbon Policies
- ISEA/RWTH 2012:** Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien
- Joskow, P.L. 2006:** Competitive Electricity Markets And Investment In New Generating Capacity
- LBD 2011:** Energiewirtschaftliche Erfordernisse zur Ausgestaltung des Marktdesigns für einen Kapazitätsmarkt Strom
- Matthes, F.C u. H.J. Ziesing 2011:** Beschleunigter Verzicht auf die Kernenergie in Deutschland. Elemente eines flankierenden Einstiegsprogramms
- Monopolkommission 2011:** Energie 2011. Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten
- NERA 2011:** Electricity Market Reform: Assessment of Capacity Payment Mechanisms
- Oeko-Institut, LBD & Raue LLP 2012:** Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem
- r2b/Consentec 2010:** Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien
- Regulatory Assistance Project 2012:** Beyond Capacity Markets - Delivering Capability Resources to Europe's Decarbonised Power System
- RTE 2011:** Rapport au Ministre chargé de l'Industrie, de l'Energie, et de l'Economie numérique sur la mise en place du mécanisme d'obligation de capacité prévu par la loi NOME
- Siegmeier, J. 2011:** Kapazitätsinstrumente in einem von erneuerbaren Energien geprägten Stromsystem
- Süßenbacher, W. et al. 2011:** Kapazitätsmärkte und –mechanismen im internationalen Kontext
- Thüga 2013:** Integrated-Market-Model. Beitrag der Thüga-Gruppe zur Ausgestaltung des Strommarkt 2.0
- VDE 2012:** Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland

# Glossar Kapazitätsmarktmechanismen

*In der Kapazitätsmarktdebatte werden technische, finanz- und energiewirtschaftliche Fachbegriffe und Akronyme - häufig im englischen Original - verwendet. Das vorliegende Glossar erläutert die Begriffe und präzisiert die dahinter liegenden Konzepte.*

<b>Administrative Kapazitätszahlung</b>	Politisch oder regulatorisch festgelegte Kapazitätsprämie (u.a. IRL/ESP). In der regulierungsökonomischen Literatur negativ beurteilt, da der politische Preisfindungsmechanismus marktbasierter Mechanismen (Auktionen), ökonomisch unterlegen ist. In Kolumbien daher 2006 durch ein marktbasierendes Optionsmodell abgelöst.
<b>Best New Entrant</b>	<i>Kostengünstigstes Neubaukraftwerk</i> , an dem sich im PJM-Markt (USA) und in Irland die Höhe der Kapazitätsprämie orientiert.
<b>BHKW</b>	Blockheizkraftwerk
<b>Capacity Markets (CM)</b>	Kapazitätsmärkte
<b>Capacity Obligations</b>	➔ Kapazitätsverpflichtungen
<b>Capacity Payments</b>	<i>Kapazitätszahlungen</i> , z.B. im irischen Modell
<b>Carbon Capture &amp; Storage (CCS)</b>	Technologie, die bei der Energieerzeugung anfallenden CO <sub>2</sub> -Emissionen direkt am Kraftwerk abzuscheiden ( <i>Capture</i> ) und – meist per Pipeline oder Schiff – zu Speicherstätten zu transportieren (ausgeförderte Öl- und Gasfelder bzw. Saline Aquifere), wo sie unterhalb von 1.000 m sicher eingespeichert werden ( <i>Storage</i> ).
<b>CfD/FIT</b>	<i>Contracts for Difference/Feed-In Tariff</i> . Mechanismen der britischen Energierechtsnovelle 2012, die u.a. einen Kapazitätsmechanismus und eine Reform der Vergütungsregelungen für EE vorsieht.
<b>Cost of New Entry (CONE)</b>	<i>Kosten von Neubaukraftwerken</i> . Hilfsparameter, um den Startpreis bei Kapazitätsauktionen (➔ DCA) festzulegen, z.B. auf die doppelten Kosten neuer Kraftwerke (z.B. PJM-Markt/EWI).
<b>Demand Side Integration (DSI)</b>	<i>Einbeziehung der Nachfrageseite</i> durch Steuerung des Energieverbrauchs. Über ➔ Demand Side Management (DSM) hinausgehende Laststeuerung aus Systemsicht
<b>Demand Side Management (DSM)</b>	Lastmanagement. Aktive Steuerung des Energieverbrauchs zur Anpassung an die Erzeugung, z.B. Abschaltung oder Verlagerung
<b>Descending Clock Auction (DCA)</b>	<i>Einheitspreisauktion mit rückläufigem Preis</i> : Bei dieser Form der Auktion wählt der ➔ Marktkoordinator den Startpreis so hoch, dass die benötigte Kapazität sicher übererfüllt wird (z.B. ➔ CONE). Die Bieter entscheiden, wie viel Kapazität sie für diesen Preis anbieten. Der Preis wird schrittweise gesenkt, bis die angebotene Erzeugungs- und ➔ DSM-Kapazität der Zielkapazität entspricht. Alle erfolgreichen Anbieter erhalten diesen Preis (Einheitspreis).

<b>Energy Only-Market</b>	<i>Markt mit energiekostenbasierter Preisbildung.</i> Ökonomisches Gesetz der Preisbildung aller wettbewerblich verfassten Strommärkte. Dabei bestimmen die ➔ Grenzkosten der letzten benötigten Kilowattstunde den Strompreis. Ein Versagen des Energy Only-Marktes, das als Begründung für Marktinterventionen herangezogen wird, ist bisher nicht belegt, sondern in der Regel auf politische Interventionen sowie Marktdesign-Fehler zurückzuführen.
<b>EE</b>	Erneuerbare Energien
<b>EU-ETS</b>	EU Emission Trading-System ( <i>EU-Emissionshandelssystem</i> )
<b>FEE</b>	Darangebotsabhängige Erneuerbare Energien (Wind und Sonne), deren Beitrag schwankt und die kurzfristig nur unsicher planbar sind
<b>Forward Capacity Market (FCM)</b>	Kapazitätsmechanismus im ➔ ISO-New-England-Markt in den USA, der Stromversorger verpflichtet, Kapazitäten in Höhe ihrer Abgabe an Endverbraucher nachzuweisen. ➔ Capacity Obligations
<b>Fuel Switch</b>	<i>Brennstoffumstellung.</i> Abtausch von CO <sub>2</sub> -intensiven Brennstoffen durch Energieträger mit geringerem spezifischen CO <sub>2</sub> -Gehalt
<b>Gesicherte Leistung</b>	Sicher verfügbare Kapazität zur Lastdeckung. Differenz zwischen der installierten und der nicht verfügbaren Kraftwerkskapazität, zzgl. einer Sicherheitsmarge (z.Zt. 5%, gefordert: 11%). Nicht verfügbar sind Kraftwerke in Revision, darangebotsabhängige Wind-, Wasserkraft und Photovoltaik (FEE) und für Reserve- und Systemdienstleistungen geblockte Kapazität. Der Beitrag der ➔ FEE zur gesicherten Leistung ist umstritten und wird auf 2-10% beziffert.
<b>Grenzkosten</b>	Die Preisbildung im Erzeugungsmarkt (➔ Energy Only-Markt) basiert auf den marginalen Kosten des letzten benötigten Kraftwerks, wozu Brennstoff- und Betriebskosten (OPEX), nicht aber Kapitalkosten (CAPEX) zählen.
<b>Hedging-Mechanismus</b>	Risikoabsicherungs-Mechanismus, der (u.a. NY-ISO/EWI) Stromverbraucher gegen überschießende Strompreise absichert: Der Mechanismus verpflichtet Stromerzeuger, Preise (nicht: Einnahmen!) oberhalb eines Ausübungspreises an die Verbraucher zu returnieren.
<b>ISO New England (ISO-NE)</b>	<i>Unabhängiger Systembetreiber</i> in den USA, der Netze, Großhandel und Kraftwerkseinsatz als ➔ Market Coordinator koordiniert.
<b>Jahreshöchstlast</b>	Viertelstunde mit der höchsten gemessenen Last, meist an einem Wintertag zwischen 17-18 Uhr. Die Jahreshöchstlast betrug 2011 ca. 80 GW; dagegen standen ca. 85 GW an ➔ gesicherter Leistung.
<b>Kapazitätsverpflichtungen</b>	Verpflichtung zum Nachweis einer (administrativ bestimmten) Kapazität, in Höhe des Abgabevolumens an Kunden. Der Nachweis kann physisch (über eigene Kraftwerke), durch Verträge oder Zertifikate (aus Kapazitätsauktionen) geführt werden.
<b>Kraft-Wärme-Kopplung</b>	Kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme. Bei der <i>stromgeführten KWK</i> wird die bei der Stromerzeugung freiwerdende Wär-

<b>(KWK)</b>	me zur Wärme-/Kälteerzeugung genutzt, bei der <i>wärmegeführten KWK</i> die bei der Heizwärmeerzeugung anfallende kinetische Energie zur Stromerzeugung verwendet. Stromgeführte KWK sind nur dann effizienter als klassische Kondensationskraftwerke, wenn die Abwärme auch tatsächlich genutzt werden kann (Wärmesenke). Daher ist der Bau von Wärmespeichern bei stromgeführter KWK eine denkbare Flexibilitätsoption, da Strom bedarfsgerecht produziert werden kann, die Wärme aber erst später genutzt werden muss.
<b>Market Coordinator Marktkoordinator</b>	Kapazitätsmärkte setzen eine zentrale Koordinierungseinheit voraus, die das Kapazitätsniveau definiert und Kapazitätsauktionen durchführt. In Deutschland wäre ein Koordinator erst zu schaffen (z.B. Joint Venture von Strombörsen/Netzbetreibern). Eine Betrauung der Bundesnetzagentur scheidet aus, da Aufsichts- und Marktfunktionen nach der internationalen Praxis getrennt bleiben sollen.
<b>Market Coupling</b>	Im Rahmen des Energiebinnenmarkts sind die Strommärkte zwischen Deutschland, Österreich, Frankreich, Benelux, Skandinavien seit 2010 „gekoppelt“. Grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten werden „implizit“ im Bündel mit Stromlieferungen gehandelt. Nationale Änderungen des Marktdesigns in einem Marktgebiet (z.B. NOME in Frankreich oder Diskussion in Deutschland) haben daher (negative) Auswirkungen auf das gesamte Market-Coupling-Gebiet, bis hin zur Disintegration des EU-Strombinnenmarkts.
<b>Merit Order</b>	<i>Einsatzreihenfolge des Kraftwerksparks nach Angebotspreis</i> (☞ Grenzkosten). Die Merit-Order stellt sicher, dass zur Stromversorgung die günstigsten Optionen eingesetzt werden. Durch den Einspeisevorrang der EE werden zunehmend teurere Optionen aus der Nutzung verdrängt, die für wetterbedingte Flauten (☞ Schattenkraftwerkspark) vorgehalten werden müssen. In der Folge wird konstatiert, dass diese systemstabilisierenden Kraftwerke im aktuellen Marktdesign (☞ Energy Only-Markt) ihre Kapitalkosten nicht mehr erwirtschaften können und ein ☞ Missing Money-Problem entsteht, dem Kapazitätsmärkte abhelfen sollen.
<b>Missing Money-Problem</b>	<i>Fehlende Investitionsanreize</i> für systemsichernde Kapazität in ☞ Energy Only-Märkten. Zunächst nur für Pool-Märkte (USA) festgestellt, die ☞ grenzkostenübersteigende Preise verhindern, (aus denen sich Neubaukraftwerke investieren), und dort durch flankierende Kapazitätsmechanismen abgebildet.
<b>MW<sub>th</sub></b>	Megawatt thermisch: Maß für die Feuerungsleistung eines Wärmeerzeugers (Kessel) eines Kraftwerks. Nach der ☞ EU-Emissionshandelsrichtlinie unterliegen nur Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von über 20 MW <sub>th</sub> dem Emissionshandel.
<b>NOME</b>	<i>Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité</i> . Die französische Energiesetznovelle von November 2010 sieht für den Winter 2015/2016 die Einführung von ☞ Kapazitätsverpflichtungen vor.

<b>p.a.</b>	<i>per anno.</i> Pro Jahr
<b>Peak Load Arrangements</b>	Mechanismus zur Absicherung der ☞ Spitzenlast im Modell der ☞ Strategischen Reserve (u.a. Finnland und Schweden, Consentec)
<b>PJM-Markt</b>	Poolmarkt im Nordosten der USA (Pennsylvania-Jersey-Maryland)
<b>REE</b>	Regelbare Erneuerbare Energien sind EE, die sich in Abhängigkeit von der Stromnachfrage steuern lassen (Biomasse- und Biogas-kraftwerke, Wasserkraftwerke mit Schwellbetrieb (Wasserspeicher)
<b>Reliability Options</b>	<i>Versorgungssicherheitsverträge</i> , ☞ Kapazitätsverpflichtungen
<b>Retrofits</b>	Signifikant modernisierte bzw. umgerüstete Altkraftwerke, die in ☞ Selektiven Kapazitätsmechanismen mit Neubauten gleichgestellt werden (können), um Kapazitätsprämien zu erhalten
<b>Rutschbahneffekt</b>	Auch <i>Slippery Slope Effekt</i> : Selektive Mechanismen beschränken Kapazitätsprämien auf neue bzw. signifikant modernisierte Kraftwerke (☞ Retrofits). Die Schlechterstellung von Bestandskraftwerken drängt sukzessive weitere, andernfalls noch wirtschaftliche Kraftwerke vorzeitig aus dem Bestand. Damit steigt <i>rutschbahnar-tig</i> der Bedarf an subventionierter neuer Kapazität.
<b>Schattenkraftwerkspark</b>	Vorzuhaltende, aber ggf. nicht bzw. nur an wenigen Stunden im Jahr eingesetzte konventionelle Kraftwerkskapazität zur Absiche-rung von wind- und sonnenbedingten Flauten bei FEE
<b>Selektive Mechanismen</b>	Ökonomisch negativ beurteilte Mechanismen, Kapazitätsprämien auf neue Kraftwerke zu beschränken. ☞ Rutschbahneffekt. Dazu angelegt, Gewinnmitnahmen von Bestandskraftwerken zu verhin-dern, handelt es sich meist um Interventionen, bestimmte Anbieter (Oligopol) oder Technologien (Kohle) von der Nutznießung von Kapazitätsprämien auszunehmen (z.B. LBD, Öko-Institut).
<b>Smart Grids</b>	Intelligente Netze
<b>Smart Meter</b>	Intelligente Zähler
<b>Spotmarkt</b>	Großhandelsmarkt für Stromlieferungen. In Deutschland werden an der EEX Day-ahead- und Intra-Day-Lieferungen gehandelt.
<b>Stranded Costs</b> <b>Stranded Investments</b>	<i>Versunkene Kosten/Investitionen.</i> Investitionskosten, die wegen einer Änderung des regulatorischen/politischen Rahmens nicht mehr erwirtschaftet werden können
<b>Strategische Reserve</b>	Notreserve (Kapazität), die in Finnland/Schweden zur Abdeckung von Kapazitätslücken vorgehalten wird
<b>Targeted Resources</b>	☞ Strategische Reserve
<b>Versorgungs-sicherheitsverträge</b>	☞ Kapazitätsverpflichtungen