



Stellungnahme von EEX und EPEX SPOT zum
EWI-Gutachten: „Untersuchungen zu einem
zukunftsfähigen Marktdesign“

Datum

22.06.2012

Ort

Leipzig/Paris

1. Inhaltsverzeichnis

1.	Inhaltsverzeichnis.....	2
2.	Unsere Position zusammengefasst.....	3
3.	Einführung	5
4.	Die Vorschläge des EWI müssen sehr genau und sorgfältig durchdacht werden.....	8
4.1.	Warum arbeiten wir an einem einheitlichen europäischen Energiemarkt, wenn deutsche Nachfrage zu jeder Zeit von deutscher Kapazität gedeckt werden muss?	8
4.2.	Kapazitätzahlungen werden die europäischen Energiemärkte beeinflussen.	9
4.3.	Verfügbarkeitsoptionen: Der Preis wird durch neue Kraftwerkskapazitäten gesetzt werden. Strategischem Verhalten wird hierdurch Vorschub geleistet.	10
4.4.	Verfügbarkeitsoptionen erfordern ein hohes Maß an zentraler Planung.....	11
4.5.	Verfügbarkeitsoptionen dürften den internationalen Handel mit Forwards und Futures behindern.	11
5.	Kapazitätzahlungen sind nicht notwendig, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten.....	13
5.1.	Die Rolle des Spotmarktes im Energy Only-Markt muss gestärkt werden.....	13
5.2.	Die Marktintegration erneuerbarer Energien wird das Preissignal stärken	14
5.3.	Netzausbau auf europäischer Ebene ist notwendig.	14

2. Unsere Position zusammengefasst

Die Einführung von Kapazitätsmechanismen – wie u.a. vom EWI vorgeschlagen – ist aus Sicht von EEX und EPEX SPOT kein geeigneter Weg, um neuen Anforderungen an das Strommarktdesign gerecht zu werden. Anstelle von Kapazitätsmechanismen sollte das Potenzial der bereits erfolgreich etablierten Strom-Spotmärkte vollständig erschlossen werden. Die mit der Energiewende verbundenen Ziele werden dadurch schneller und effizienter erreicht. Wir fordern daher ein klares politisches Bekenntnis zum bestehenden Marktdesign, auf das sich die Energiewirtschaft verlassen kann. Grundsätzlich sind bei jeder Anpassung des Marktdesigns eine sorgfältige Folgenabschätzung und Ausgestaltung unabdingbar, um die wesentlich auf den Spotmärkten basierende Effizienz des Gesamtsystems nicht zu gefährden.

Folgende Maßnahmen sollten aus Sicht von EEX und EPEX SPOT umgesetzt werden:

- **Die Rolle des bestehenden Strommarktes (Spotmarkt) sollte gestärkt werden**

Marktbasierte Preise für elektrische Energie sind wichtige Signale für einen kosteneffizienten Kraftwerkseinsatz, für die Steuerung der Nachfrageseite (Demand-Side-Management) sowie für Investitionen in flexible Erzeugungskapazitäten und Speichertechnologien. Da sich in den Preisen das gesamte aktuelle Wissen der Marktakteure widerspiegelt, bilden sie eine optimale Basis für ihr Handeln, insbesondere bei Investitionsentscheidungen. Daher ist es im kurzfristigen Stromhandel unabdingbar, dass Marktpreise stets die tatsächliche Situation am Markt abbilden – dazu können auch sehr hohe oder sehr niedrige Preise gehören – und nicht durch politische oder regulatorische Eingriffe gesteuert werden.¹ Es darf nicht außer Acht gelassen werden, dass bereits heute ein funktionierender und weitgehend europäischer Energiegroßhandelsmarkt existiert, in dem insbesondere die Energiebörsen mit den von ihnen ermittelten transparenten Referenzpreisen eine Schlüsselrolle einnehmen. Jeder Vorschlag für eine Änderung des Marktdesigns muss intensiv darauf geprüft werden, ob Errungenschaften und bewährte Instrumente des Strommarktes in Frage gestellt oder in Mitleidenschaft gezogen werden. Marktbasierte Instrumente sollten grundsätzlich planwirtschaftlichen Ansätzen vorgezogen werden.

¹ Die Preise an der EPEX SPOT können sich zwischen – 3000 Euro und + 3000 Euro bewegen. In Deutschland wurden diese Grenzen bisher noch nicht erreicht.

- **Marktintegration der Erneuerbaren Energien mit dem Ziel, Preissignale zu stärken**

Verlässliche und marktbasierende Preissignale können nur durch die vollständige Integration der Erneuerbaren Energien in den Strommarkt erreicht werden. Dies schließt ein, dass Betreiber von Erneuerbare Energien-Anlagen Anreize erhalten sollten, ihre Erzeugung im kurzfristigen Handel an den Marktpreisen und damit am tatsächlichen Bedarf zu orientieren. Besonders wichtig sind zudem Anreize zur Entwicklung von Technologien und Mechanismen, welche eine Flexibilisierung der Nachfrage herbeiführen (Demand-Side-Management), wie etwa Speichertechnologien und im Verbrauch flexible Industrieanlagen. Ziel des Demand Side Managements ist es, in Zeiten hoher Einspeisemengen Energie zu absorbieren und bei Verbrauchsspitzen zusätzliche Energiemengen bereitzustellen.

- **Netzausbau auf europäischer Ebene nötig**

Es steht außer Frage, dass der Ausbau des europäischen Übertragungsnetzes eine wesentliche Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende ist. Ein engmaschiger Netzausbau auf europäischer Ebene anstatt rein nationaler Engpassbeseitigung entspricht den Bedürfnissen eines insbesondere durch Marktkopplung bereits weitgehend integrierten europäischen Energiemarktes und ermöglicht auch eine nach Standorten, Energieträgern und Technologien diversifizierte und kosteneffiziente europäische Erzeugungsstruktur. Verzögerungen des Netzausbaus bedeuten jedoch nicht, dass die bereits etablierten Märkte aufgelöst oder gesplittet werden müssten. Ein derartiger Schritt würde erhebliche Folgekosten für die Gesamtwirtschaft bedeuten, da Angebot und Nachfrage in wesentlich kleineren Marktgebieten zusammengebracht werden müssten. Die Folgen wären eine geringere Liquidität und damit eine eingeschränkte Effizienz des Strommarktes. Vielmehr kann ein verzögerter Netzausbau durch die Fortentwicklung bereits bestehender Mechanismen, wie z.B. im Bereich der Regel- und Ausgleichsenergie, kompensiert werden.

3. Einführung

Nach mehr als einem Jahrzehnt der Marktliberalisierung steht der deutsche, aber in besonderem Maße auch der europäische Elektrizitätsmarkt vor fundamentalen Veränderungen. Der zunehmende Anteil Erneuerbarer Energien beeinflusst nicht nur Produktions- und Absatzmengen konventioneller Kraftwerke, sondern auch die Preise für elektrische Energie. Durch ihren Einfluss auf die Merit Order verringern Erneuerbare Energien tendenziell die Elektrizitätspreise. Dadurch werden konventionelle Kraftwerke mit relativ hohen variablen Erzeugungskosten seltener abgerufen – in manchen Fällen nicht häufig genug, um Fixkosten zu decken. Entsprechend kann es dazu kommen, dass die Umsätze konventioneller Kraftwerke nicht ausreichend hoch sind, um als Investitionsanreiz zu dienen. Gerade Investitionen in flexible Erzeugungstechnologien sind jedoch in zunehmendem Maße als Ausgleich zu fluktuierenden erneuerbaren Energien nötig.

Das Bundeswirtschaftsministerium hat das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) beauftragt, zu evaluieren, ob das aktuelle deutsche Elektrizitätsmarktdesign geeignet ist, Investitionen in ausreichendem Maße anzureizen und somit ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit sicherzustellen. Die Autoren des EWI-Gutachtens sind der Auffassung, dass das deutsche Marktdesign um zusätzliche Investitionsanreize in Form von Kapazitätszahlungen ergänzt werden sollte. Hierfür schlägt das EWI die Einführung von so genannten Verfügbarkeitsoptionen vor. Alle Kraftwerksbetreiber sollen in diesem Modell zu einer Teilnahme als Bieter an einer Kapazitätsauktion verpflichtet werden, wofür sie Kapazitätszahlungen erhalten. Sollte der Spotmarktpreis für elektrische Energie über einen administrativ festgelegten Preis – den Ausübungspreis – steigen, so müssen die Kraftwerksbetreiber Ausgleichszahlungen in Höhe der Differenz zwischen Marktpreis und Ausübungspreis leisten. Energieversorgungsunternehmen hingegen erhalten in gleicher Höhe Zahlungen. Durch dieses Modell dürften Kraftwerksbetreiber einen Anreiz erhalten, in Knappheitssituationen Elektrizität zu produzieren, und sie erhalten eine Vergütung ihrer Kapazität.

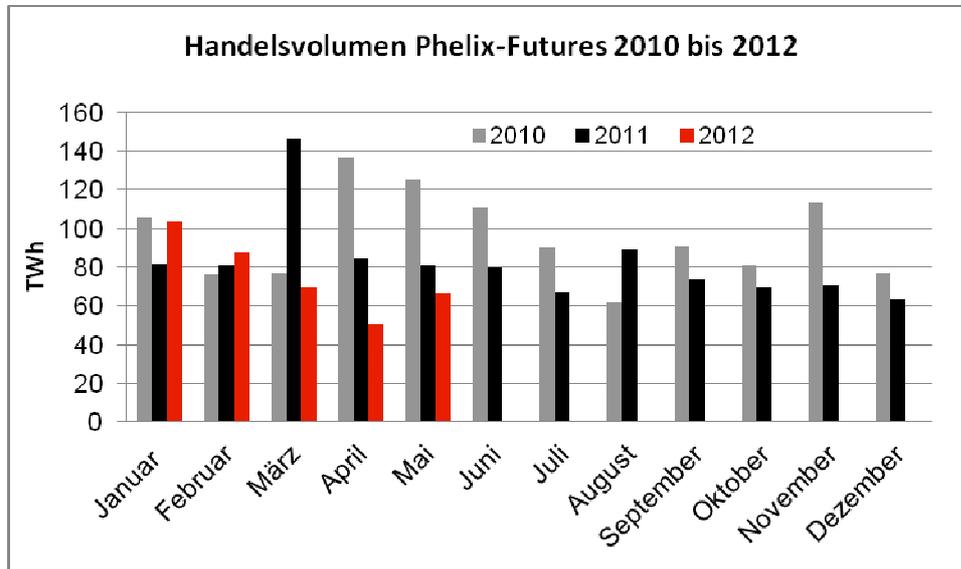
Die European Energy Exchange (EEX) und EPEX SPOT begrüßen das EWI-Gutachten als einen Beitrag, die aktuellen Herausforderungen für den deutschen Elektrizitätsmarkt wissenschaftlich zu untersuchen und Lösungsansätze auf die Frage zu finden, wie auch in Zukunft eine verlässliche Elektrizitätsversorgung sichergestellt werden kann. Bisher sind bereits eine Vielzahl an Studien zu dieser Fragestellung publiziert worden und weitere dürften folgen. Es ist aus unserer Sicht notwendig, die Herausforderungen, vor denen der Elektrizitätsmarkt steht, mit ausreichender Zeit und Gewissenhaftigkeit zu analysieren und Aktionismus zu vermeiden.

Hierbei sollte beachtet werden, dass wir heute bereits einen gut funktionierenden Großhandelsmarkt für elektrische Energie haben (siehe Diagramm 1.1 zur Volumenentwicklung am Terminmarkt), in dem Börsen eine wichtige Rolle darin spielen, transparente Referenzpreise zu gewährleisten. Aus unserer Sicht sollten sämtliche Vorschläge, das aktuelle Marktdesign zu ändern, sicherstellen, dass diese Veränderungen das bisher Erreichte nicht gefährden. Hierzu ist eine detaillierte Analyse aller Auswirkungen nötig. Wir sind der Überzeugung, dass marktbasierten Mechanismen der Vorzug vor zentralen Planungen gegeben werden sollte.

EEX und EPEX SPOT sind überdies der Meinung, dass negative Auswirkungen möglicher Kapazitätszahlungen auf die Energiemärkte verhindert werden sollten. Daher begrüßen wir die Bemühungen des EWI, eben gerade einen marktnahen Ansatz zu finden. Da wir glauben, dass das aktuelle deutsche Marktdesign präzise Anreize zum effizienten Kraftwerkseinsatz liefert, halten wir es für immanent wichtig, alle Alternativen und Einzelheiten sorgfältig zu bedenken, bevor Veränderungen am aktuellen Marktdesign vorgenommen werden.

Wir sind insgesamt überaus besorgt über die aktuelle Diskussion, da bereits ihr Vorhandensein negative Auswirkungen auf die Handelsvolumina an den Terminmärkten für Elektrizität hat. Handelsteilnehmer halten sich beim Handel zurück, da sie eine politische Entscheidung erwarten, die gegebenenfalls eine Subventionierung von Kraftwerksbauten bedeuten könnte. Aussagen einiger Handelsteilnehmer legen den Schluss nahe, dass die Diskussion über Kapazitätszahlungen zusammen mit anderen Faktoren, die Auswirkungen auf den Energiemarkt haben dürften, durchaus das Handelsverhalten beeinflussen. Aktuelle Rückgänge bei dem am Strom Terminmarkt der EEX gehandelten Volumina unterstreichen diese Aussagen. Insgesamt besteht eine große Unsicherheit bei den Handelsteilnehmern über das künftige Marktdesign.

Diagramm 1.1



Quelle: EEX

Im Folgenden möchten wir die Ergebnisse des EWI-Gutachtens aus unserer Sicht diskutieren und auf einige Details hinweisen, von denen wir glauben, dass sie sehr ernsthaft und vorsichtig betrachtet werden sollten, bevor Kapazitätszahlungen wie die vorgeschlagenen Verfügbarkeitsoptionen eingeführt werden. Anderenfalls können Anreize zu strategischem Verhalten mit entsprechenden unerwünschten Ergebnissen gesetzt werden. Abschließend möchten wir einige Maßnahmen vorschlagen, von denen wir denken, dass sie der Einführung von Kapazitätszahlungen zunächst vorgezogen werden sollten.

Über EEX und EPEX SPOT

Die European Energy Exchange (EEX) ist die führende europäische Energiebörse. Sie entwickelt, betreibt und vernetzt sichere, liquide und transparente Märkte für Energie und energienahe Produkte, an denen Strom, Erdgas, CO₂-Emissionsrechte und Kohle gehandelt werden. Clearing und Abwicklung aller Handelsgeschäfte übernimmt das Clearinghaus European Commodity Clearing AG (ECC).

EPEX SPOT SE betreibt die Strom-Spotmärkte für Deutschland, Frankreich, Österreich und die Schweiz (Day-Ahead und Intraday). Diese Länder machen zusammen mehr als ein Drittel des europäischen Stromverbrauchs aus. EPEX SPOT ist eine Gesellschaft europäischen Rechts (Societas Europaea) mit Sitz in Paris und einer Niederlassung in Leipzig, Im Jahr 2011 wurden insgesamt 314 TWh an den Märkten der EPEX SPOT gehandelt.

4. Die Vorschläge des EWI müssen sehr genau und sorgfältig durchdacht werden.

4.1. Warum arbeiten wir an einem einheitlichen europäischen Energiemarkt, wenn deutsche Nachfrage zu jeder Zeit von deutscher Kapazität gedeckt werden muss?

Sowohl Elektrizitätskonsum als auch Erzeugungskapazität in Deutschland sollten im Lichte der Integration europäischer Elektrizitätsmärkte betrachtet werden. Die EU-Kommission strebt an, die europäischen Energiemärkte bis Ende 2014 vollständig zu integrieren. Hierdurch sollen Endkonsumenten einen Zugang zu verbesserten Produkten und Dienstleistungen erhalten, der Wettbewerb gestärkt und die Versorgungssicherheit erhöht werden.

Als Börsen organisieren wir europäische Märkte für elektrische Energie. Aus unserer täglichen Arbeit wissen wir, dass ein einheitlicher europäischer Energiemarkt in Kürze Realität sein wird. Wir kritisieren daher den rein deutschen Blick, den das EWI-Gutachten einnimmt. Wir teilen nicht die Auffassung, dass deutsche Last zu jeder Zeit mit deutscher Erzeugungskapazität gedeckt werden muss.

Stattdessen glauben wir, dass ein integrierter europäischer Markt einen diversifizierten Kraftwerkspark unterschiedlicher Erzeugungstechnologien bietet und somit ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit sicherstellen kann. So wird im Rahmen des Market Couplings zwischen Deutschland, Frankreich und den Beneluxländern seit November 2010 der Einsatz verfügbarer grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten optimiert, indem Energie und Übertragungskapazität implizit und unabhängig vom nationalen Erzeugungsmix allokiert werden. Spitzenlastzeiten treten zudem nicht in allen europäischen Ländern gleichzeitig auf, nicht einmal in benachbarten Ländern ist dies zwingend der Fall. Wir halten Energieautarkie auf nationaler Ebene daher für eine ineffiziente Verwendung von Ressourcen.

4.2. Kapazitätszahlungen werden die europäischen Energiemärkte beeinflussen.

Wir schließen uns nicht der Überzeugung des EWI an, dass unterschiedliche Kapazitätszahlungsmechanismen in verschiedenen europäischen Ländern die Energiemärkte unbeeinflusst lassen. Sollten die Kapazitätszahlungsmechanismen sehr vorsichtig und mit geringer Eingriffsintensität aufgebaut sein, mag der Einfluss in der kurzen Frist tatsächlich nicht vorhanden sein. In der langen Frist werden die Kapazitätszahlungen jedoch Investitionsentscheidungen beeinflussen und letztlich entsprechende Auswirkungen auf die Energiemärkte haben.

Bereits die Diskussionen über Kapazitätszahlungsmechanismen in einzelnen EU-Mitgliedsländern zeigen, dass die Ausgestaltung solcher Mechanismen komplex und variantenreich ist. In der Regel zielen Kapazitätszahlungsmechanismen darauf ab, so genannte „Missing Money“-Probleme zu korrigieren, also einen Tatbestand, in dem Kraftwerksbetreiber nicht in der Lage sind, ihre Kosten komplett über den Energiemarkt zu decken. In der Konsequenz haben Kraftwerksbetreiber in Ländern mit Kapazitätsmechanismen tendenziell höhere Einnahmen als in Ländern ohne einen solchen Mechanismus. In der Folge kann ein Anreiz bestehen, eher in Ländern mit Kapazitätszahlungsmechanismen zu investieren, wodurch ein Überangebot an Kapazität entstehen dürfte. Dieses wiederum kann zu sinkenden Energiepreisen und Exportströmen in Nachbarländer ohne Kapazitätszahlungen führen. Die Endkonsumenten der Länder mit Kapazitätszahlungen könnten in der Folge die Stromrechnungen der Konsumenten in Ländern ohne Kapazitätszahlungen subventionieren.

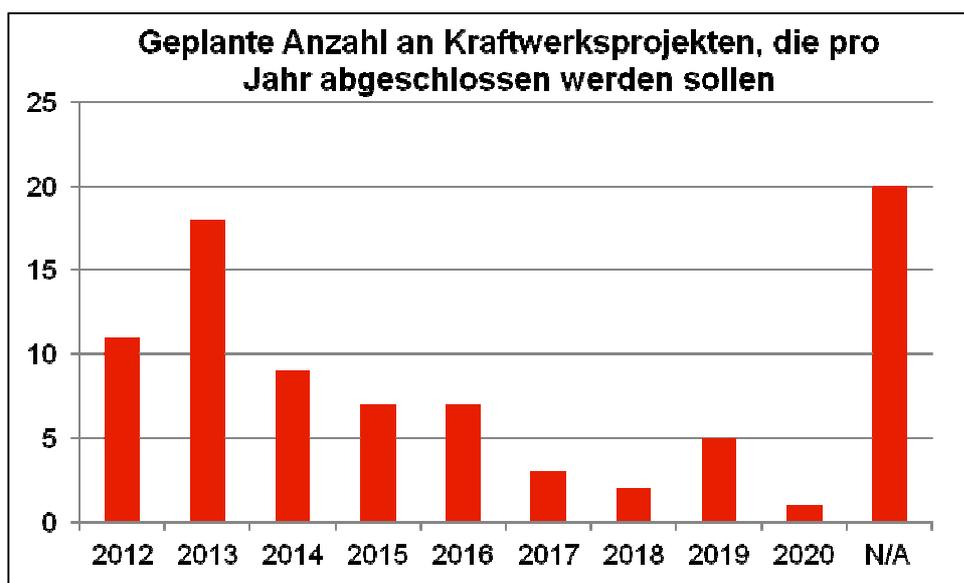
Wir sind daher überzeugt, dass unterschiedliche Marktdesigns, d.h. Länder mit und ohne Kapazitätszahlungen, die jeweiligen Handlungsgrundlagen für Marktteilnehmer verzerren. Unterschiedliche und komplexe Kapazitätszahlungsmechanismen können zudem Markteintrittsbarrieren für neu eintretende Unternehmen in einen Markt darstellen. Ein Mangel an Harmonisierung zwischen den Kapazitätszahlungsmechanismen wird unserer Auffassung nach zu Wettbewerbsverzerrungen führen. In Folge dessen gerät ebenso das Ziel eines einheitlichen europäischen Marktes in Gefahr.

Zusammenfassend identifizieren wir besonders folgende negative Auswirkungen eines nicht-harmonisierten Vorgehens unterschiedlicher EU-Mitgliedsstaaten: Erstens können unterschiedliche Kapazitätszahlungsmechanismen nicht marktbasierter und verzerrter Investitionsentscheidungen zur Folge haben. Zweitens kann hieraus resultieren, dass Endkonsumenten eines Mitgliedsstaates mit Kapazitätszahlungsmechanismen über künstlich erhöhte Stromrechnungen die Kapazität seiner Nachbarländer subventionieren.

4.3. Verfügbarkeitsoptionen: Der Preis wird durch neue Kraftwerkskapazitäten gesetzt werden. Strategischem Verhalten wird hierdurch Vorschub geleistet.

Als deutschen Kapazitätszahlungsmechanismus schlägt das EWI vor, Auktionen für Verfügbarkeitsoptionen durchzuführen. Eine zentrale Institution, der sogenannte Koordinator des Versorgungssicherheitsmarktes, legt die aus seiner Sicht notwendige Menge an Kapazität und einen Anfangspreis für die Auktion fest, die als umgekehrte englische Auktion organisiert werden soll. An der Auktion nehmen Kraftwerksbetreiber teil: Bestehende Kraftwerkskapazitäten dürfen nur zu einem Preis von null Euro in die Auktion gehen, ausschließlich neue Kapazität darf zu einem Preis über null Euro an der Auktion teilnehmen. In der Auktion wird letztlich ein Preis ermittelt, der für alle Handelsteilnehmer gilt, bestehende Kraftwerkskapazität erhält Zahlungen pro kW in der ermittelten Höhe für ein Jahr, neue Kraftwerkskapazität für einen längeren Zeitraum (die Rede ist von 15 Jahren). Da nur neue Kraftwerke ihren Gebotspreis frei wählen dürfen, wird der Preis, den alle Marktteilnehmer erhalten, durch die neuen Kapazitäten gesetzt werden. Unserer Auffassung nach wird der Markt für neue Kraftwerkskapazität kaum ein liquider, diskriminierungsfreier Markt sein. Nach Daten des Bundesverbandes der Elektrizitäts- und Wasserwirtschaft (BDEW) sollen zwischen 2012 und 2020 nicht mehr als 17 Kraftwerksprojekte pro Jahr abgeschlossen werden (siehe Diagramm 1.2).

Diagramm 1.2



Quelle: BDEW

Das größte Kraftwerksprojekt macht im Durchschnitt 43 Prozent der gesamten Projekte aus, deren Abschluss pro Jahr geplant ist. Aufgrund der geringen Anzahl sowie der hohen Marktkonzentration wird es Marktteilnehmern nicht außerordentlich schwer fallen, das Verhalten ihrer Konkurrenten zu beobachten. Ein effizienter Wettbewerb wird hierdurch kaum in Gang kommen.

4.4. Verfügbarkeitsoptionen erfordern ein hohes Maß an zentraler Planung.

Zurzeit können Elektrizitätshandelsgeschäfte entweder bilateral oder über eine Börsenplattform abgeschlossen werden. Eine derartige, dezentrale Marktorganisation ist nur äußerst schwer mit dem vorliegenden Vorschlag für Verfügbarkeitsoptionen in Einklang zu bringen, da diese ein hohes Maß an zentraler Planung erfordern werden. Zunächst ist eine administrative Bestimmung der notwendigen Menge an Erzeugungskapazität sowie des Ausübungspreises erforderlich.

Zudem dürften Handelsgeschäfte und Lieferkontrakte zentral registriert werden müssen, um es einem Energieversorgungsunternehmen zu ermöglichen, Ausgleichszahlungen aus den Verfügbarkeitsoptionen zu erhalten. Angesichts der hohen Eingriffsintensität solcher Maßnahmen, erscheint es außerordentlich unwahrscheinlich, dass sie den Energiemarkt unbeeinflusst lassen. Anzunehmen ist eher, dass Marktteilnehmer versuchen werden, ihre Gewinne langfristig über die Kapazitätzahlungen zu maximieren – mit entsprechenden negativen Folgen für die Effizienz des Kraftwerkseinsatzes. Wir sehen darüber hinaus die Gefahr, dass die Einführung von Kapazitätzahlungsmechanismen gemäß dem EWI-Modell die Tür zu einem höchst zentralisierten und regulierten Poolmodell öffnet.

4.5. Verfügbarkeitsoptionen dürften den internationalen Handel mit Forwards und Futures behindern.

Das EWI ist der Überzeugung, dass die Einführung von Verfügbarkeitsoptionen den Markt für Futures und Forwards auf elektrische Energie mit Lieferung in Deutschland im Wesentlichen unbeeinflusst lasse. Terminmarktprodukte würden durch den Ausübungspreis der Verfügbarkeitsoptionen begrenzt, da Energieversorgungsunternehmen Ausgleichszahlungen erhalten, sobald der Marktpreis über den Ausübungspreis der Verfügbarkeitsoptionen steige. Nach Auffassung des EWI würden Forwards und Futures genau wie in einem Energy-Only-Markt gehandelt, nur mit dem Unterschied, dass sie einen Cap hätten. Schließlich bestünde kein Bedarf mehr für Terminmarktprodukte, die Marktpreise oberhalb des Ausübungspreises der Verfügbarkeitsoptionen absichern.

Diese Argumentation ist für deutsche Marktteilnehmer nachvollziehbar, es fehlt aber eine Lösung für den internationalen Handel. Der deutsche Großhandelsmarkt für elektrische Energie ist der liquideste Europas, jede Megawattstunde wird zwischen neun- und siebzehnmals gehandelt, bevor sie an einen Endkonsumenten geliefert wird. Energieversorgungsunternehmen mit Sitz außerhalb Deutschlands handeln deutsche Futures und Forwards, um sich gegen Preisbewegungen in ihren lokalen Märkten abzusichern. Diese Handelsteilnehmer werden in dem vorgestellten Modell mit offenen Risikopositionen zu leben haben. So werden Energieversorgungsunternehmen mit Sitz außerhalb Deutschlands ungewollt Stillhalter in einer Call-Option mit dem Ausübungspreis der Verfügbarkeitsoptionen werden, wenn sie sich über deutsche Terminmarktprodukte eindecken wollen. Schließlich hätten sie mit diesen nur ein Preisniveau bis zum Ausübungspreis der Verfügbarkeitsoptionen gesichert. Steigt der deutsche Spotmarktpreis über den Ausübungspreis, müssen diese Energieversorgungsunternehmen die Differenz zwischen Marktpreis und Ausübungspreis selber tragen. Sie könnten somit theoretisch unbegrenzte Verluste erleiden. Zudem ist für uns fraglich, welche Lösungen für nicht-deutsche Handelsteilnehmer vorgesehen sind, die Elektrizität über den Terminmarkt in Deutschland verkaufen möchten. Diese offenen Fragen führen uns zu der Überzeugung, dass die Einführung von Verfügbarkeitsoptionen durchaus den deutschen Terminmarkt negativ beeinflussen und ihm Liquidität entziehen würde. **Zudem ist das vorgestellte Modell unserer Auffassung nach nicht mit dem Ziel eines integrierten europäischen Energiebinnenmarktes in Einklang zu bringen, da unterschiedliche Handelsbedingungen für Handelsteilnehmer aus unterschiedlichen Ländern geschaffen würden.**

4.6. Verfügbarkeitsoptionen dürften das deutsche Problem regionaler Kapazitätsknappheit nicht lösen.

Deutschland mangelt es unserer Ansicht nach nicht insgesamt an Erzeugungskapazität. Vielmehr dürfte zum einen Kraftwerkskapazität vor allem in Süddeutschland und zum anderen in der Zukunft flexible Erzeugungskapazität fehlen. Das EWI zieht in seinem Modell eine deutschlandweite Auktion regionaler Lösungen vor, um zu verhindern, dass einzelne Marktteilnehmer eine hohe Marktmacht erlangen. Wir begrüßen im Grundsatz diese Zielsetzung, wir bezweifeln jedoch, dass das vorgestellte Modell angemessen ist, um dem regionalen Mangel an Erzeugungskapazität entgegenzuwirken. Wir ziehen daher einen Ausbau der Übertragungsnetzkapazität der Einführung von Verfügbarkeitsoptionen vor.

5. Kapazitätzahlungen sind nicht notwendig, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Zusammenfassend denken wir, dass Kapazitätzahlungsmechanismen die Ultima Ratio sein sollten, wenn andere Maßnahmen mit einer geringeren Eingriffsintensität nicht zu dem gewünschten Ergebnis führen sollten. Zunächst sollten alle möglichen Maßnahmen ergriffen werden, die dazu geeignet sind, das bestehende Potential des Energy-Only-Marktes voll auszuschöpfen. Besteht dennoch ein politischer Wille zur Einführung von Kapazitätzahlungsmechanismen, so sollten sämtliche Details des Mechanismus sowie Folgen seiner Einführung sehr genau betrachtet werden. Wir sind überzeugt, dass die Effizienz des Elektrizitätsmarktes auf den Errungenschaften des Energy-Only-Markets basiert – jedes neue Marktdesign sollte diese Effizienz nicht gefährden. Vor der Einführung eines Kapazitätzahlungsmechanismus halten wir es für angebracht, zunächst die folgenden Maßnahmen zu ergreifen.

5.1. Die Rolle des Spotmarktes im Energy Only-Markt muss gestärkt werden.

Der Preis für elektrische Energie liefert wichtige Signale für einen effizienten Kraftwerkseinsatz, da er Handelsteilnehmern den Anreiz bietet, mit ihren variablen Erzeugungskosten an den Markt zu treten. Marktpreise sollen robuste und verlässliche Signale für einen effizienten Kraftwerkseinsatz setzen und einen Anreiz für den Einsatz flexibler Erzeugungstechnologien, Demand-Side-Management und Speichertechnologien schaffen. Entsprechend sind fluktuierende Spotmarktpreise die passende Ergänzung zur fluktuierenden Erzeugung erneuerbarer Energien. Wir halten daher ein politisches Bekenntnis zu unregulierten Preisen für notwendig, um den Marktteilnehmern langfristig die Planungssicherheit zu bieten.² Hierfür muss anerkannt werden, dass Energiepreise an Spotmärkten außerordentlich volatil sind. Kraftwerksbetreiber sollten keine politischen Eingriffe in die freie Preisbildung befürchten müssen.

Wir dürfen zudem nicht außer Acht lassen, dass wir bereits einen gut funktionierenden, weitestgehend europäischen Großhandelsmarkt für elektrische Energie haben. Energiebörsen spielen hierbei eine Schlüsselrolle, indem sie transparente Preissignale liefern. Jeder Ansatz, das aktuelle Marktdesign zu modifizieren, sollte das bisher Erreichte nicht gefährden. Wir sind

² Die Preise an der EPEX SPOT können sich zwischen – 3000 Euro und + 3000 Euro bewegen. In Deutschland wurden diese Grenzen bisher noch nicht erreicht.

überzeugt, dass marktbasierter Instrumenten in jedem Fall der Vorzug vor planwirtschaftlichen Ansätzen gegeben werden sollte.

5.2. Die Marktintegration erneuerbarer Energien wird das Preissignal stärken

Ein robustes und verlässliches Preissignal kann unserer Ansicht nach durch die Marktintegration erneuerbarer Energien und durch eine Verbesserung der Preiselastizität der Nachfrage erreicht werden. Ein robustes Preissignal ist notwendig, um Anreize für den Einsatz von Speichern und Demand-Side-Management zu setzen. Diese Technologien können künftig in der Lage sein, dem Elektrizitätssystem zum Ausgleich zu verhelfen, indem sie überschüssige Energie im Falle eines Überangebotes aufnehmen und im Falle einer Knappheit bereitstellen können. Weiterhin ist davon auszugehen, dass durch das Entstehen neuer Dienstleistungen, wie beispielsweise Bündelung von Flexibilität auf der Nachfrageseite, weitere Flexibilität erschlossen werden kann, sofern durch ein klares politisches Bekenntnis zu diesem Weg langfristige Planungssicherheit gewährleistet wird.

5.3. Netzausbau auf europäischer Ebene ist notwendig.

Wir schließen uns der Ansicht des EWI an, dass ein Ausbau des Übertragungsnetzes notwendig ist. Ein eng vermaschtes, europäisches System an Übertragungsnetzen, Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung und Untersee-Kabeln wäre in der Lage, verschiedene europäische Märkte miteinander zu verbinden und den europäischen Kraftwerkspark zu diversifizieren. Ausreichend Übertragungskapazität ist außerdem notwendig, um Speichertechnologien mit Lastzentren zu verbinden.

EEX und EPEX SPOT sind sich bewusst, dass die genannten Maßnahmen große Anstrengungen und Harmonisierungen auf nationaler wie auch auf europäischer Ebene erfordern. Wir glauben jedoch, dass sie notwendig sind, um das Ziel eines flexiblen und integrierten europäischen Elektrizitätssystems zu erreichen.