

Position von EFET Deutschland zur Diskussion über ein neues Marktdesign für Deutschland:

Erste Überlegungen zu einer möglichen Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten

1. Einleitung

EFET Deutschland verfolgt derzeit aufmerksam die Diskussion in Deutschland über die mögliche Einführung eines neuen Marktdesigns, um eventuell in der Zukunft auftretende Kapazitätslücken in der Stromversorgung zu vermeiden. Bisher hat EFET Deutschland kein umfassendes Modell entwickelt, ist aber gerne bereit, Politik, Regulierung und Wissenschaft bei dieser Aufgabe zu unterstützen. Zusammenfassend sind in unseren Augen die folgenden Elemente essentiell für die Ausgestaltung:

- umfassender, nicht partieller Kapazitätsmarkt für die insgesamt in Deutschland benötigte Kapazität
- einheitliche, wettbewerbliche Ausschreibung mit gemeinsamer Teilnahme von Kraftwerksprojekten, Bestandskraftwerken und Lasten
- Einbeziehung der während der Engpasssituation zu erwartenden Importe
- gemeinsames Vorgehen zumindest in der CWE-Region

Im vorliegenden Positionspapier möchte EFET Deutschland Antworten aus Handelssicht auf die wichtigsten Fragen geben, die in Rahmen der politischen Diskussion zu den vorliegenden Kapazitätsmodellen immer wieder gestellt werden. Aus Sicht von EFET Deutschland ist es von größter Bedeutung, diese Grundsätze zu berücksichtigen, sofern die Einführung eines Kapazitätsmarktes notwendig wird. Nur so kann ein liberalisierter Energiemarkt erhalten werden.

2. Fragen und Antworten

1. Brauchen wir einen Kapazitätsmechanismus in Deutschland?

Dies ist eine gute Frage, die auch EFET Deutschland bisher leider nicht abschließend beantworten kann.

EFET Deutschland plädiert dafür, den Markt zu stärken und zu nutzen. Sollten regulatorische Eingriffe politisch für unvermeidbar gehalten werden, sind diese so klar und transparent auszugestalten wie möglich. Die Entwicklung eines marktbasierten Ansatzes zu Lösung der Herausforderungen sollte gefördert und nicht behindert werden.

Im Ausgangspunkt hält EFET Deutschland immer noch einen Energy-Only¹-Markt für das effizienteste Marktdesign. Auch überzeugt uns die theoretische Argumentation, wonach das gegenwärtige deutsche Marktdesign mittelfristig durchaus in der Lage sein kann, auch bei einem steigenden Anteil von Erneuerbaren Energien (EE) ausreichend Kapazität bereitzustellen. Voraussetzung wäre allerdings eine **Stärkung der Marktelemente** im gegenwärtigen Marktdesign, insbesondere:

- ein freies Spiel von Angebot und Nachfrage mit **Preisspitzen** in Zeiten mit geringer EE-Erzeugung;
- gemeinsame Großhandels- und Regenergiemärkte für alle Marktteilnehmer mit einem **einheitlichen Preissignal** (keine Zersplitterung in subventionierte Untermärkte);
- eine **verpflichtende Direktvermarktung** für alle neuen EE-Anlagen;
- ein marktbasierendes **Lastmanagement** auf Seiten der Verbraucher.

Neben der Frage, ob zukünftige Investitionen in neue und bestehende Kraftwerke Kapazitätsmärkte unumgänglich machen, sind auch die **Auswirkungen** des gewählten Kapazitätsmodells **in den Nachbarländern** von Deutschland zu beachten. In Staaten wie Belgien, Frankreich und Polen wird gegenwärtig die Einführung von Kapazitätsmärkten vorbereitet. Derartige Kapazitätsmechanismen bezwecken die Schaffung von Überkapazitäten über das Niveau im bestehenden Markt hinaus im Interesse der nationalen Versorgungssicherheit. Diese Überkapazitäten haben aufgrund der Kopplung der Länder direkte negative Auswirkungen auf den deutschen Strommarkt und dessen Großhandelspreise. Es ist sehr fraglich, ob in Deutschland noch neue Kraftwerke entstehen bzw. benötigte Altkapazitäten erhalten werden können, wenn die **steigende EE-Erzeugung und die subventionierten Importe** aus den Nachbarländern das Preisniveau dämpfen – und so die zu erwartenden Preisspitzen am Energiemarkt weiter reduzieren. Ohne Preisspitzen kann sich kein Kraftwerk rentieren, das sog. „Missing-Money“² Szenario würde dann zukünftig das Referenzszenario darstellen.

Eine **strategische Reserve** ist eine sinnvolle Brückenlösung, um den Energy-Only-Markt zu stabilisieren und Zeit zu gewinnen, den Übergang in einen Kapazitätsmechanismus mit der notwendigen Sorgfalt vorzubereiten. Der große Vorteil dieses Modells ist es, dass die strategische Reserve den Markt nicht verzerrt, weil sie nur zum Einsatz kommt, wenn es keinen markträumenden Preis gibt. Investitionsanreize aus dem Energy-Only-Markt bleiben voll erhalten. Zeichnet sich ab, dass ein Kapazitätsmarkt unausweichlich ist, ist eine

¹ Die Beschreibung des gegenwärtigen Marktdesigns als „Energy-Only“ ist vereinfachend. Über die Regenergieausschreibung gibt es bereits im jetzigen System Kapazitätselemente.

² **Definition Missing-Money-Problem:** Durch deutlich reduzierte Benutzungsstunden und die gesunkenen Großhandelspreise in diesen Stunden ist die Fixkostendeckung von Neu- und Bestandsanlagen nicht mehr gegeben. Dies hat zur Folge, dass Bestandskraftwerke vorzeitig aus dem Markt ausscheiden und Neuinvestitionen unterbleiben. Die Versorgungssicherheit kann so nicht mehr zu 100 % gewährleistet werden.

strategische Reserve langfristig nicht geeignet, eine Kapazitätslücke durch Kraftwerksneubauten zu schließen.

2. Was sollte die Zielsetzung eines Kapazitätsmechanismus sein?

Es ist wichtig, dass sich die Politik zunächst darüber klar wird, welches Ziel sie mit einem Kapazitätsmechanismus verfolgen möchte. Verschiedene Vorschläge sehen vor, Kraftwerke mit geringem Kohlendioxidausstoß besonders zu fördern. Theoretisch ist ein Marktdesign denkbar, bei dem subventionierte Gaskraftwerke kurzfristig alle anderen konventionellen Kraftwerke aus dem Markt drängen. Allerdings würde ein solches Vorgehen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit haben und die Kosten der Energiewende dramatisch steigern: zum einen wegen des Investitionsbedarfes in neue Kraftwerkskapazität, zum anderen wegen der hohen Brennstoffkosten von Gaskraftwerken. Im Rahmen der einheitlichen Reduktionsziele des Emissionshandelssystems hätte selbst eine derart radikale Maßnahme keine Auswirkungen auf den europäischen CO₂-Ausstoß: Emissionen in anderen Branchen und Ländern treten an die Stelle der Produktion der abgeschalteten deutschen Kohlekraftwerke.

EFET Deutschland spricht sich dafür aus, **Kapazitätsmechanismen ausschließlich zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit** in Deutschland einzusetzen, um sicherzustellen, dass ausreichende Erzeugungskapazitäten für die Stromversorgung bereitstehen. Die tatsächliche tägliche Verfügbarkeit und deren Einsatz der einzelnen Anlage soll dagegen ausschließlich durch den Energy-Only-Markt gesteuert werden.

Möchte die Politik stärkere CO₂-Reduktionen erreichen, muss man dies im Rahmen des Emissionshandelssystems umsetzen.

3. Sollte man Preisspitzen vermeiden?

Nein. Oft wird als Gegenargument zur strategischen Reserve angeführt, dass sie Preisspitzen verursacht. Grund sind die „erhebliche Hebelwirkung“ und angeblich „signifikante Mitnahmeeffekte“ bei ohnehin profitablen Altanlagen.

Dieser Vorwurf greift aus Sicht von EFET Deutschland nicht. Grundsätzlich ist die angesprochene „Hebelwirkung“ keine Anomalie, sondern notwendig und das Kennzeichen eines gut funktionierenden, freien Marktes mit einheitlicher Preisbildung. Die Hebelwirkung ist Voraussetzung dafür, dass auch Kraftwerke mit hohen Fixkosten Deckungsbeiträge erwirtschaften können. Sobald diese Hebelwirkung zu „Mitnahmeeffekten bei ohnehin profitablen Altanlagen“ führen würde, kommt es zu einem Anreiz für Investitionen. Neue Anlagen werden dann diese Altanlagen verdrängen aufgrund geringerer variabler Kosten und geringerer Instandhaltungskosten.

Wollte man eine Hebelwirkung vermeiden, müsste man den Strommarkt völlig aussetzen und durch eine regulierte Erzeugung ersetzen. Die Erfahrungen vor der Liberalisierung der Strommärkte belegen allerdings, dass die Endkundenpreise hiervon nicht profitiert haben.

Letztlich muss jede Form von Kapazitätsmarkt über eine entsprechende Umlage vom Verbraucher finanziert werden.

Im Übrigen ist zu bedenken, dass **Preisspitzen für alle Kraftwerke notwendig** sind. Gaskraftwerke mit wenigen Stunden Laufzeiten und hohen Brennstoffkosten erwirtschaften hiermit ihre Deckungsbeiträge. Aber auch die Kraftwerke am Anfang der Merit Order benötigen Preisspitzen. Sie haben zwar niedrigere variable Kosten, müssen jedoch deutlich höhere Fixkosten (vor allem Kapitaldienst) decken.

4. Welche Art von Kapazität sollte in einen Kapazitätsmarkt einbezogen werden?

Kapazitätsmärkte sollten so ausgestaltet sein, dass sie die benötigte Kapazität zum günstigsten Preis bereitstellen. Es sollte dabei bleiben, dass Investoren diese Entscheidung treffen, indem sie aufgrund des prognostizierten Strombedarfs, der erforderlichen Flexibilität, der erwarteten Strom- und Kapazitätspreise und der variablen Kosten abschätzen, welche Art von Kraftwerk sich wirtschaftlich betreiben lässt.

Dies gelingt nur, wenn **alle Arten** von Kapazität **zu gleichen Bedingungen** einbezogen werden. So bleibt es dem Wettbewerb überlassen zu entscheiden, ob die Kapazität über neue Anlagen, über bestehende Anlagen oder über Lastreduzierung zu den günstigsten Bedingungen bereitgestellt werden kann – und ob die damit verbundenen Risiken tragbar sind.

Fördert man hingegen nur Neuanlagen, so verdrängen diese Altanlagen. Dies würde einer Vernichtung volkswirtschaftlichen Vermögens gleichkommen. Ein Neubau von Anlagen ist regelmäßig teurer und sollte daher erst stattfinden, wenn das Potential zum Fortbetrieb existierender Anlagen erschöpft ist.

5. Warum sollte man Altanlagen nicht schlechterstellen als Neuanlagen? Führt eine Gleichbehandlung denn nicht zu Windfall-Profit bei Altanlagen?

Die Einführung eines selektiven Kapazitätsmarktes verschärft das Missing Money-Problem bei den Kraftwerken, die nicht von diesem Mechanismus profitieren. Da die Erzeugungskapazität erhöht wird, sinken die Preise am Energy-Only-Markt. Folgt man z. B. dem französischen Modell und berechnet die benötigte Kapazität mit einem Sicherheitsaufschlag von 15% (bezogen auf die prognostizierte Jahreshöchstlast), so steht praktisch in jeder Situation ausreichend Kraftwerkskapazität (wahrscheinlich in erster Linie Gasturbinen) zur Verfügung. Als Folge gibt es keine Knappheitssignale und keine Preisspitzen mehr. In diesem Szenario werden die Preise regelmäßig nicht mehr über die variablen Kosten eines Gaskraftwerkes hinausgehen. Die Erlöse auf den Energiemärkten für Kraftwerke gehen damit weiter zurück.

Das Missing Money-Problem trifft Alt- und Neuanlagen gleichermaßen: Alt- und Neuanlagen müssen Deckungsbeiträge erwirtschaften, um ihre Fixkosten (einschließlich Kapitaldienst) zu decken. Die Fixkosten von Alt- und Neuanlagen unterscheiden sich nicht grundsätzlich. Investoren kalkulieren beim Bau von Kraftwerken immer mit bestimmten Deckungsbeiträgen

über die kalkulatorische Lebensdauer des Kraftwerkes. Bei sinkenden Erlösen besteht die Gefahr, dass der Kapitaldienst nicht mehr geleistet werden kann und der Kraftwerksbetreiber aus dem Markt ausscheidet.

Bevorzugt man Neuanlagen bei der Förderung, so besteht die Gefahr, dass Altanlagen verdrängt werden, selbst wenn eine Weiternutzung volkswirtschaftlich kostengünstiger wäre.

Im Übrigen sollte sich der Gesetzgeber bewusst machen, dass es sich bei den Investitionen in bestehende Kraftwerke regelmäßig um irreversible Kosten handelt, die nicht mehr rückgängig gemacht werden können. Wenn heutige Investoren damit rechnen müssen, nach dem einmal getätigten Bau der Anlage in Zukunft regulatorisch benachteiligt zu werden, wird ihre Investitionsbereitschaft weiter abnehmen. Dann wird es notwendig werden, sämtliche Investitionen in der Energiewirtschaft durch staatliche Garantien (wie Einspeisetarife) abzusichern. Dies kann kein ordnungspolitisches Ziel sein.

Zuletzt ist zu bedenken, dass eine unterschiedliche Behandlung von Alt- und Bestandsanlagen zu Diskriminierung führt und damit wahrscheinlich nicht mit dem EU-Leitfaden kompatibel ist, der im Sommer 2013 veröffentlicht werden wird.

6. Kann ein Kapazitätsmechanismus auch ohne langfristige Preisgarantie ausgestaltet werden?

Ja. Die Entwicklung der Arbeits- und Kapazitätspreise betrifft das normale Marktrisiko eines Investors. Wichtig ist allerdings, dass der Investor die Gewissheit erhält, dass der Kapazitätsmarkt in der dann bestehenden Regelung für eine bestimmte Zeit fortgeführt wird.

7. Sollten flexible Anlagen besonders gefördert werden?

Nein. Auch in einem Kapazitätsmarkt sollte der Anreiz für Flexibilität allein vom Arbeitspreis ausgehen. Der Markt ist besser als ein regulatorischer Fördermechanismus in der Lage, Flexibilitätspotentiale zu heben und die günstigsten Lösungen zu finden. Dies eröffnet zudem für die Vertriebe und Händler die Möglichkeit, neue attraktive Produkte für ihre Kunden zu schaffen, indem sie z. B. (Industrie-)Kraftwerke, Speicher und abschaltbare Lasten am Markt für gesicherte Kapazität anbieten und vermarkten. Beleg für die Effizienz des Marktes sind die Investitionen von Kraftwerksbetreibern in den letzten Jahren, welche die Flexibilität des bestehenden Anlagenparks ohne staatliche Förderung deutlich gesteigert haben. Dabei ist auch zu bedenken, dass das Missing-Money-Problem in einem gut ausgestalteten Erzeugungspark alle Typen von Kraftwerken (Grundlast, Mittellast und Spitzenlast-Kraftwerke) gleichermaßen trifft.

Eine gesondert Förderung für besonders flexible Neuanlagen verzerrt den Markt und senkt den Anreiz für Bestandsanlagen und Verbraucher, ihre Flexibilität zu steigern. Im Ergebnis bedeutet dies Mehrkosten für den Endkunden.

8. Sollten in der Kapazitätsmarktauktion administrativ Gebotsbeschränkungen oder Preisobergrenzen für Bestandsanlagen eingesetzt werden?

Nein. Einige Modelle schlagen vor, dass Altanlagen mit Null in den Kapazitätsmarkt bieten müssen, um einer möglichen Marktmacht entgegenzuwirken. Dies ist nicht effizient. EFET Deutschland bewertet den Wettbewerbsgrad im Energiemarkt als sehr hoch und ist der Meinung, dass die mögliche Ausübung von Marktmacht auch am zukünftigen Kapazitätsmarkt sowohl durch die Beobachtung des Kartellamts als auch der neuen Markttransparenzstelle vermieden werden kann.

Es ist wichtig, dass Altanlagen durch ihre Gebote anzeigen, welche Erlöse der Anlage fehlen, um im Markt zu bleiben. So wird erstens ermittelt, welche Altanlagen außer Betrieb genommen werden müssten und welche Altanlagen in Betrieb bleiben sollten. Zweitens wird ermittelt, ob und in welchem Umfang ein Zubau von neuer Kapazität sinnvoll ist. Nur wenn man existierende Kapazität und neue Kapazität gemeinsam bieten lässt, ergibt sich ein einheitlicher Marktwert für Kapazität in Deutschland. Damit lässt sich ermitteln, ab wann der Bau neuer Kapazität wirtschaftlich ist.

Auch sollte die Kapazitätsprämie nicht Null sein in Jahren, in denen keine Kapazität zugebaut wird. Dies wird zu einer Stilllegung von Kraftwerken führen, soweit Bestandsanlagen ihre Kosten am Markt in diesen Jahren nicht decken können. Im Folgejahr muss dann neue Kapazität (zu einem höheren Kapazitätspreis) zugebaut werden, um diese Anlagen zu ersetzen. Dies wiederholt sich, bis alle Altanlagen (auch die eigentlich wirtschaftlich zu betreibenden) durch Neuanlagen ersetzt werden.

Auch genügt es aus Sicht von EFET Deutschland nicht, noch zu ermittelnde Mindestpreise für Altanlagen festzulegen, um Verluste beim Betrieb auszuschließen. Da ein marktbasierendes Verfahren zur Preisermittlung kaum möglich ist, wird es sich im Ergebnis um eine Kostenregulierung für alle Bestandskraftwerk handeln müssen. Dies würde einen gravierenden Rückschritt bei der Marktliberalisierung bedeuten.

9. Wie vermeidet man den Missbrauch von Marktmacht?

Der beste Schutz gegen Marktmissbrauch ist ein liquider Markt mit vielen Marktteilnehmern. Eine gemeinsame Kapazitätsausschreibung von Kraftwerksneubauprojekten, Altanlagen und flexiblen Verbrauchern verspricht damit die günstigsten Preise für die Vorhaltung von Kapazität.

Mehrere in der Diskussion sich befindlichen Modelle wollen den Kapazitätsmarkt stattdessen in verschiedene Segmente aufsplittern und sehen sich dann gezwungen, einen befürchteten Marktmissbrauch durch regulatorische Eingriffe zu begrenzen. Diese Entwicklung sieht EFET Deutschland äußerst kritisch: Letztlich handelt es sich dabei um eine (direkte oder indirekte) Preisregulierung für Bestandsanlagen. Aus Sicht von EFET Deutschland ist die Vorstellung ein Irrglaube, dass man Preisregulierung und freie Marktinitiative so verbinden kann, dass das gewünschte Produkt effizient bereitgestellt wird. Derartig schwerwiegende Eingriffe machen nur immer weitere regulatorische Maßnahmen wie Stilllegungsverbote und staatliche Risikoübernahmen notwendig, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Damit wird letztlich der liberalisierte Energiemarkt in Frage gestellt.

10. Sollte man Optionsrechte ausgeben?

Manche Modelle sehen eine Begrenzung der Einnahmen der Kraftwerksbetreiber, die eine Kapazitätszahlung erhalten, durch Optionsrechte vor. Erlöse, die über den Ausübungspreis hinausgehen, müssten die Kraftwerksbetreiber dann an die Vertriebe/Endkunden auskehren. Ein solcher Mechanismus ist aus Sicht von EFET Deutschland nicht erforderlich.

Zwangsweise Optionen führen dazu, dass das **Preissignal** an Wirkung für den Kapazitätsinvestor und den Kapazitätsbetreiber verliert, weil erzielte Zusatzerlöse während der Hochpreiszeiten (zumindest teilweise) wieder abgeschöpft werden. So verlieren Spitzenlastkraftwerke für Investoren an Attraktivität gegenüber Grundlastanlagen. Beim täglichen Anlagenbetrieb senkt das Optionsrecht den Anreiz, die Erzeugung und den Verbrauch an das Preissignal anzupassen und Nichtverfügbarkeiten zu Hochpreiszeiten zu vermeiden.

Zudem lässt sich kein **effizienter Ausübungspreis** festlegen. Ein zu niedriger Ausübungspreis sorgt dafür, dass Anbieter mit hohen variablen Kosten (ölbefeuerte Kraftwerke, Verbraucher mit hohen Unterbrechungskosten) vom Kapazitätsmarkt ausgeschlossen werden. Ein hoher Ausübungspreis wird auf der anderen Seite kaum praktische Bedeutung erlangen.

Ein Optionsmechanismus würde im Übrigen auch **kaum Kostenersparnisse** bringen. Denn die erwarteten Erlöse aus dem Energiemarkt werden von den Anbietern beim Gebot für den Kapazitätsmarkt eingerechnet. Belässt man dem Kraftwerksbetreiber die Erlöse aus dem Energiemarkt, fällt das Gebot für die erforderliche Kapazitätsprämie niedriger aus. Andersherum steigert ein Optionsmechanismus die benötigten direkten Kapazitätszahlungen. Berücksichtigt man den organisatorischen Aufwand und die Transaktionskosten, so wird ein Optionsmodell die Kosten des Kapazitätsmechanismus nicht reduzieren, sondern im Gegenteil durch die Verzerrung der Preissignale (siehe oben) einen negativen Wohlfahrtseffekt haben.

Zuletzt ist zu befürchten, dass der Ausübungspreis als eine Preisobergrenze im Terminmarkt funktionieren wird und damit auch die Liquidität des Terminmarktes verringert.

11. Was spricht gegen einen selektiven Kapazitätsmarkt? Warum kann man nicht nur Kraftwerken mit geringen Laufzeiten eine Prämie zahlen?

Der Vorschlag für einen fokussierten Kapazitätsmarkt sieht vor, nur Kraftwerken mit einer Jahresauslastung von weniger als 2000 Stunden eine Prämie zu zahlen. Es wird unterstellt, dass Kraftwerke mit höheren Laufzeiten ihre Fixkosten decken können. Dieser Vorschlag greift aus verschiedenen Gründen zu kurz:

- Zum einen ist eine **Unterscheidung von notleidenden und profitablen Kraftwerken** nicht anhand einzelner Kennziffern möglich – schon gar nicht mit einer Jahresbetriebsdauer, deren Ermittlung nicht transparent gemacht wird. Es gibt nicht einen Stundenwert, der für alle Kraftwerkstypen gilt. Es hängt vielmehr von der Technologie ab, wie viele Betriebsstunden bis zur Kostendeckung nötig sind. Wie bereits erörtert, variieren die Fixkosten bei den verschiedenen Kraftwerken ganz

erheblich. Abhängig von der Entwicklung der Brennstoffpreise und der Emissionszertifikate können sich die benötigten Stunden kurzfristig ändern (ebenso die Position in der Merit Order). Eine Einstufung allein aufgrund einer bestimmten Jahresbetriebsstundenzahl ist damit in jedem Fall willkürlich.

- Zum anderen unterstellt das Modell des „fokussierten Kapazitätsmarktes“ ein statisches Marktgeschehen. Tatsächlich **verzerrt** die selektive Förderung einiger Kraftwerke das Marktgeschehen, so dass die nicht-subventionierten, aber evtl. vormals wirtschaftliche Anlagen schrittweise aus dem Markt verdrängt werden – mit der Folge, dass der Anteil der geförderten Anlagen immer weiter erhöht werden muss. Dies führt zu einer Vernichtung volkswirtschaftlichen Vermögens. Dieser Effekt tritt deswegen auf, weil sich der Energiebedarf insgesamt nicht erhöht. Die Einsatzzeiten der subventionierten Kraftwerke fehlen bei den übrigen Kraftwerken. Die geförderten Spitzenlastkraftwerke **reduzieren** die **Preisspitzen**, so dass die entsprechenden Deckungsbeiträge bei den nichtgeförderten Kraftwerken fehlen.
- Des Weiteren führt eine Abgrenzung der Laufzeit dazu, dass Kraftwerke am Ende des Jahres **nicht mehr eingesetzt werden**, wenn die maximale Stundenzahl erreicht wurde. Der Kraftwerksbetreiber würde mit der 2000. Stunde seinen Förderanspruch verlieren. Es wäre paradox, wenn die mit dem Ziel der Systemsicherheit geförderten Kraftwerke ausgerechnet im Wintermonat Dezember nicht mehr zur Verfügung stehen, weil die Stundekontingente erschöpft sind.
- Das Modell zeigt zudem keinen Weg auf, wie sichergestellt werden kann, dass die benötigte Kapazität zu den **geringsten** Kosten bereitgestellt wird. Neue Anlagen sollten nach Meinung von EFET Deutschland wie erörtert nur gebaut werden, wenn das Potential günstigerer Altanlagen (bzw. Lastmanagement) erschöpft ist. Bei getrennten Auktionen müssen jedoch vorab bestimmte Quoten für verschiedene Kapazitätsprodukte festgelegt werden. Dabei besteht die Gefahr, dass zu teure Optionen gefördert werden. Die Vorgabe der Gutachter, wonach bei der Bemessung der ausgeschriebenen Kapazitäten das bestehende Angebot in jedem Fall unterschritten werden muss, erscheint jedenfalls nicht geeignet, eine effiziente Bemessung zu gewährleisten.

12. Sollen man eine Selbstversorgung des deutschen Marktes anstreben?

Nein. Die Kosten eines Kapazitätsmarktes werden exorbitant steigen, wenn eine Eigenversorgung Deutschlands („Autarkie“) angestrebt wird und bei der Kapazitätsberechnung die grenzüberschreitenden Leitungen unberücksichtigt bleiben. Denn dann würde man vollkommen überflüssige Kapazitäten zubauen, die nie genutzt werden, weil tatsächlich immer Stromimporte auftreten. Die Erfahrung zeigt, dass Versorgungsengpässe im deutschen System nie gleichzeitig mit einer Knappheit in allen benachbarten Märkten auftreten.

Wichtig ist, dass man bei der Kapazitätsbemessung für die Spitzenlast einen hohen Preis kalkuliert, damit Importe aus den Nachbarmärkten eintreten (und Exporte reduziert werden).

Wollte man auch zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast niedrige Energiepreise in Deutschland erhalten, müsste unwirtschaftlich viel Kapazität in Deutschland vorgehalten werden.

13. Wie kann eine europäische Integration der Kapazitätsmärkte erreicht werden?

Aus Sicht von EFET Deutschland wäre als Zielmodell ein **einheitlicher europäischer Kapazitätsmechanismus** anzustreben, um den EU-Binnenmarkt für Strom nicht zu gefährden. Als mittelfristiger Schritt könnte ein regionaler Kapazitätsmarkt, bestehend aus der CWE-Region ergänzt um die skandinavischen Länder, ein sinnvoller erster Schritt sein, da diese Länder durch eine relativ ähnliche Marktstruktur verfügen und heute schon eng gekoppelt sind. Ist ein solches gemeinsames Vorgehen politisch nicht durchsetzbar, sollte zumindest die **Kapazitätsdimensionierung** länderübergreifend koordiniert werden, um Überkapazitäten und Marktverzerrungen zu minimieren.

Der Binnenmarkt erbringt Wohlfahrtsgewinne insbesondere dadurch, dass Kraftwerke grenzüberschreitend eingesetzt werden können, so dass immer die effizientesten Kraftwerke im Einsatz sind und insgesamt weniger Erzeugungskapazität benötigt wird. Führen die Mitgliedsstaaten nationale Kapazitätsmärkte ein, wird diese Entwicklung umgekehrt: Es werde mehr nationale Kapazitäten eingerichtet, die am Markt eigentlich nicht wirtschaftlich zu betreiben sind. Geschieht dies unkoordiniert, ergeben sich Verwerfungen zwischen den Märkten: Subventionierte Erzeugungsanlagen in Märkten mit Kapazitätsmechanismus verringern die Energiekosten in Ländern ohne Kapazitätsmechanismus, wo sie gleichzeitig nationale Kraftwerke aus dem Markt drängen. Die Mitgliedsstaaten erhalten so einen Anreiz, ihre Strommärkte abzuschotten und grenzüberschreitende Flüsse zu reduzieren. Ähnliche Probleme treten auf, wenn Länder verschiedene Modelle zur Förderung von Kapazität nutzen (z.B. strategische Reserve und ein Kapazitätsmarkt).

14. Soll es eine Verpflichtung der Erzeuger geben, den Strom auf dem deutschen Markt anzubieten? Sollten ausländische Kraftwerke an einem deutschen Kapazitätsmarkt teilnehmen können?

Nein. Eine solche Verpflichtung würde dem europäischen Binnenmarkt und der Warenverkehrsfreiheit bzw. Dienstleistungsfreiheit zuwiderlaufen. Es muss Kraftwerksbetreibern weiterhin möglich sein, Strom langfristig zu exportieren.

Langfristige Exportverträge und eine entsprechende langfristige Kapazitätsbuchung eines exportierenden Kraftwerkes bedeutet aber nicht, dass die entsprechende Erzeugungskapazität Deutschland im Falle eines Versorgungsengpasses physikalisch verloren geht. Steigt das Preisniveau in Deutschland über das des Nachbarlandes hinaus, würden die ausländischen Kraftwerke ihre Leistung erhöhen, um Strom nach Deutschland zu liefern. Im Rahmen des Netting würde dann zusätzliche Kapazität in der Gegenrichtung für die Lieferung nach Deutschland bereitstehen. Im Ergebnis stehen dann physikalisch **die volle Leitungskapazität und die Kapazität des exportierenden Kraftwerkes** für die Versorgung von Deutschland zur Verfügung.

Eine Teilnahme von ausländischen Kraftwerken an einem auf Deutschland beschränkten Kapazitätsmarkt ließe sich hingegen nicht realisieren. Erhält ein ausländisches Kraftwerk anstelle der deutschen Anlage Kapazitätszahlungen, wird die deutsche Anlage mit unzureichenden Erlösen letztlich stillgelegt. Damit sinkt die Kapazität in Deutschland, ohne dass sich allerdings die grenzüberschreitende Übertragungskapazität erhöhen würde. Insgesamt sinkt bei einer Einbeziehung ausländischer Anlagen damit die Versorgungssicherheit.

Richtigerweise müssen die erwarteten Flüsse auf den Grenzkoppelstellen zunächst von der erwarteten Jahreshöchstlast abgezogen werden. Die verbleibende Last wird dann durch in Deutschland gelegene Erzeugungskapazität und flexible Last im Kapazitätsmarkt abgedeckt werden.

15. Kann man einen Kapazitätsmarkt innerhalb Deutschlands regionalisieren?

Ja. Allerdings sollte ein Netzausbau immer Vorrang haben. Der Wettbewerb im Kapazitätsmarkt funktioniert umso besser, je größer der Markt ist.

Bevor man aber einen zusätzlichen Mechanismus neben dem Kapazitätsmarkt einrichtet (etwa die gesonderte Ausschreibung einer Winterreserve), empfiehlt sich eine regionale Ausgestaltung des Kapazitätsmarktes. Denkbar wäre ein lokaler Kernanteil in der Gebotsliste der Kapazitätsanbieter.

16. Sollte man die benötigte Kapazität am Markt ermitteln?

Der Markt kann möglicherweise einen Beitrag zur richtigen Bemessung der Kapazität leisten. Ein vollkommen marktbasierter Kapazitätsmarkt wurde aber unseres Wissens bisher noch nicht entwickelt.

EFET Deutschland glaubt, dass eine marktliche Bemessung der Kapazität auf Grundlage der Einschätzungen aller Marktteilnehmer einer zentralen Prognose (Regulierungsbehörde/Netzbetreiber/Gutachter) überlegen ist. Gleichwohl bleibt in der politischen Diskussion hierzu offen, inwieweit Marktteilnehmer direkt einbezogen werden und ob nicht eine zentrale Instanz eine gesamthafte Plausibilisierung und längerfristige Bedarfsprognosen vornimmt, was der einzelne Vertrieb nicht leisten kann. Ferner müssen Fragen zu

- der Effizienz der Aggregation und Kurzfristigkeit dezentraler Vertriebsprognosen (Portfolioeffekte etc.),
- der Sicherstellung der Versorgungssicherheit durch Anreize zum Weiterbetrieb und Neubau von Erzeugungsanlagen auf Basis nur kurzfristiger Leistungskontrakte,
- den Folgen fehlender Kapazitätiszertifikate und
- den technischen und organisatorischen Möglichkeiten einer zwangsweisen Abschaltung/Lastbegrenzung

geklärt werden. In diese Richtung sollten weitere Untersuchungen unternommen werden. Wahrscheinlich werden wohl zumindest einzelne Elemente der Kapazitätsberechnung zentral ermittelt werden müssen. Dies kann insbesondere für folgende Elemente gelten:

- Prognosen der Jahreshöchstlast im Netz auf Grundlage der Kapazitätsbestellungen der Vertriebe/Verbraucher (eine einfache Addition der individuellen zeitungleichen Prognosen würde zu Überkapazitäten führen)
- längerfristige Leistungskontrakte für Neuanlagen
- langfristige Vorhersage der Einspeisung der Erneuerbaren Energien
- Vorhersage der möglichen Importe in Abstimmung mit den Nachbarländern
- eine eventuelle Sicherheitsmarge und Sanktionsmechanismus.

Wichtig ist, dass die Bewertung dieser Elemente transparent und anhand klar fixierter Kriterien erfolgt. Eine Einbeziehung der Marktteilnehmer ist dabei dringend geboten.