

Berlin, den 31. Mai 2016

Stellungnahme zur Konsultation zur Erstellung eines Leitfadens für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht in der Stromerzeugung – Missbräuchliche Zurückhaltung von Stromerzeugungskapazitäten

Die Bundesregierung hat sich im Weißbuchprozess für einen Energy Only Markt ausgesprochen, verbunden mit einer Stärkung des Marktes und insbesondere der Notwendigkeit einer freien Preisbildung, wo Preisspitzen als notwendiges Signal für Knappheit erforderlich sind. Dementsprechend stellt aus unserer Sicht das aus dem Wettbewerbsrecht resultierende faktische Mark-up-Verbot ein signifikantes Risiko für die erfolgreiche Ausgestaltung dieses Energy Only Marktes dar. Wir begrüßen deshalb die Bereitschaft des Bundeskartellamts (BKartA) einen entsprechenden Leitfaden zu erstellen und nehmen gerne die Möglichkeit wahr, hierzu Stellung zu beziehen.

Wir weisen darauf hin, dass durch die Erstellung eines solchen Leitfadens auch keine völlige Rechtsicherheit hergestellt wird, da der Leitfaden selbst rechtlich nicht bindend ist und auch die Gefahr möglicher direkter oder indirekter behördlicher Interventionen weiterhin besteht.

EFET begrüßt, dass die Bundesregierung die Umstellung der Förderung erneuerbarer Energien auf Ausschreibungen konsequent fortsetzt. Hierdurch kann die Dynamik des Wettbewerbs umfassend genutzt werden, um die Kosten der Energiewende zu minimieren und gleichzeitig die Versorgungssicherheit durch einen dem Verbrauch angepassten erneuerbaren Anlagenpark zu unterstützen.

- | |
|---|
| <p>1. Bitte erläutern Sie, welche Zielrichtung dem kartellrechtlichen Verbot missbräuchlicher Kapazitätszurückhaltung aus Ihrer Sicht beigemessen werden sollte.</p> |
|---|

Wir stimmen dem BKartA zu, dass es in keiner Weise Ziel des Missbrauchsverbots sein kann, einzelne im Stromgroßhandel auftretende Preisspitzen am Day-ahead Markt zu verringern bzw. zu verhindern. Deshalb ist es auch richtig, dass es nicht sachgerecht ist, einzelne Gebote von Kraftwerksbetreibern direkt zu prüfen. Dabei ist EFET auch der Auffassung, dass Preise durch missbräuchliches Verhalten marktbeherrschender Unternehmen wettbewerbsrechtlich verboten sein müssen.

Grundsätzlich sind wir der Auffassung, dass sich der Leitfaden nicht auf die Stromerzeugung beschränken darf. Vielmehr sollte die allgemeine Preisbildung im Strommarkt betrachtet werden, da eben auch Speicher und insbesondere immer mehr Nachfrageflexibilität relevant ist. Eine Einschränkung auf das bloße Verhalten der Stromerzeugung kann nicht zu einer umfassenden Sichtweise führen.

2. Bitte stellen Sie dar, wie Sie diesen ökonomischen Zusammenhang bewerten.

Grundsätzlich kann EFET den seitens BKartA skizzierten Zusammenhang zwischen Mark-Ups und **knappheitsbedingten** Preisspitzen nicht nachvollziehen.

a) Freie Preisbildung ist Kernelement des Energy-only Markts

Die Möglichkeit, dass Knappheitspreise im Strommarkt entstehen können, ist von großer Bedeutung für das Funktionieren des Strommarkts und Kernelement eines Strommarktdesigns, das auf den Energy-only Markt ausgerichtet ist. Freie Preisbildung muss uneingeschränkt stattfinden können, was auch bedeutet, dass der Preis von Marktteilnehmern (Verkäufer und Käufer) in einem Wettbewerbsprozess vereinbart wird, wobei Gewinnmaximierung das rationale Verhalten der Marktteilnehmer ist und der Wettbewerb die Marktteilnehmer diszipliniert. Dies bedeutet, dass Wettbewerb dafür sorgt, dass Kapazitätszurückhaltung oder überhöhte Preise verhindert werden.

b) Knappheitspreise wichtig, um Flexibilisierung zu erreichen

Das Risiko, dass hohe Preise in Zeiten von Knappheit - auch von erwarteter Knappheit - entstehen können, muss für Verbraucher und Lieferanten ein glaubwürdiges Signal sein. Nur so können notwendige Knappheitsrenditen erzielt werden. Dabei ist deutlich zu unterstreichen, dass vor allem Spitzenlastkraftwerke, aber auch Nachfragemassnahmen zur Deckung ihrer Fixkosten relativ stark von solchen Knappheitsrenditen abhängig sind.

Flexibilisierung der Stromversorgung kann nur effizient gesteuert werden, wenn freie Preisbildung gewährleistet ist und Knappheitspreise nicht eingeschränkt werden.

c) „de-facto Mark-up Verbot“ führt zu Einschränkung von Knappheitspreisen

EFET stimmt der Auffassung des BKartA nicht zu, dass das kartellrechtliche Missbrauchsverbot nicht wie eine Preisobergrenze auf dem Stromer Absatzmarkt wirkt und das kartellrechtliche Missbrauchsverbot sehr wohl Knappheitspreise unerwünscht einschränken kann. So führt insbesondere das sogenannte „de-facto Mark-up Verbot“ in Konsequenz zu unerwünschten Einschränkungen in der freien Preisbildung.

Des Weiteren bleiben Unsicherheiten bei der Anwendung des Kartellrechts bestehen. So ist weiterhin für Unternehmen immer nur ex-post feststellbar, ob sie nach den Kriterien des BKartA als marktbeherrschend eingestuft sind; ihre Marktgebote müssen sie aber quasi im Tagesgeschäft ex-ante abgeben.

Grundsätzlich ist in Zeiten von Knappheit kaum zu unterscheiden, ob hohe Preise durch Knappheit oder durch Ausübung von Marktmacht zustande kommen. Hierzu existiert auch keine eindeutige Rechtsprechung. Deshalb ist es wahrscheinlich, dass Unternehmen nicht zu einem Preis oberhalb ihrer Grenzkosten anbieten, weil das BKartA Mark-Ups als unerlaubte Ausübung von Marktmacht betrachten und Erzeuger entsprechend pönalisieren könnte. Die Praxis wirkt somit wie eine faktische Preisobergrenze. Diese faktische Obergrenze, oder das faktische Mark-up Verbot, würde direkt zu einer unerwünschten Einschränkung von Knappheitspreisen führen.

d) Grenzkosten müssen in ihrer ganzen Komplexität erfasst werden; Opportunitäts- und Risiko-ausfallkosten sind zu berücksichtigen

Zwar werden in der Sektoruntersuchung von 2011 Opportunitätskosten und Risikoausfallkosten als berücksichtigungsfähig aufgeführt, die vorliegende Konsultation erwähnt dies aller-dings nicht. Stattdessen wird auf Folie 6 ausgeführt: „Grenzkosten der thermischen Stromerzeugung streuen bei den verschiedenen Kraftwerkstypen ca. im Bereich von 0 bis 200 Euro/MWh“.

Dabei wird der Begriff „Grenzkosten“ nicht näher definiert, aber die Zahlen deuten darauf hin, dass das BKartA mit „Grenzkosten“ ausschließlich die variablen Brennstoffkosten und Emissionskosten meint. Aus EFET-Sicht ist eine solche Darstellung unzureichend und lässt vermuten, dass das BKartA an dieser Stelle Opportunitätskosten und Risikoausfallkosten nicht berücksichtigt. Grenzkosten werden auch bestimmt von möglichen Startkosten, Instandhaltungskosten, Opportunitätskosten und Ausfallrisiken. Marktteilnehmer mit flexibler Kapazität (entweder Erzeuger, Speicherbetreiber oder Verbraucher mit nachfrageseitiger Flexibilität), die Kapazität im Day Ahead Auktion anbieten, haben Opportunitätskosten, wenn sie erwarten, dass Intraday-Preise oder Ausgleichenergiepreise steigen können. Diese Opportunitätskosten müssen im Day-Ahead Markt (aber auch an Terminmärkten) berücksichtigt werden. Vor allem bei erwarteter physikalischer Knappheit können diese Opportunitätskosten sehr hoch sein.

Auch tragen Marktteilnehmer, die Kapazität am Day-Ahead Markt verkaufen, ein Ausfallrisiko (hohe Intraday-Preise oder Ausgleichsenergiepreise nach einem Kraftwerksausfall). Diese Risiken können beträchtlich sein, auch weil Knappheit in den kurzfristigen Märkten plötzlich entstehen kann. Diese Risiken sind mit Kosten verbunden, die berücksichtigt werden müssen.

Die Bestimmung von Grenzkosten ist deswegen nicht einfach, weil die Grenzkosten eben nicht nur von variablen Brennstoff- und Emissionskosten bestimmt werden. Die Frage ist auch, wie solche Grenzkosten überhaupt bei Marktteilnehmern mit Speichern und Nachfrageflexibilität bestimmt werden sollten.

Es ist daher wichtig, dass im Leitfaden klargestellt wird, dass Startkosten, Instandhaltungskosten, Opportunitätskosten und Risikoausfallkosten ebenfalls als Teil des Grenzkostenkalküls anerkannt werden.

Gleichzeitig ist zu betonen, dass seit der Sektoruntersuchung in 2011 erhebliche Marktveränderungen eingetreten sind. So ist die Bedeutung des Intraday-Markts erheblich gestiegen. Gleichzeitig ist zu erwarten, dass mit dem EOM 2.0 und dem weiteren Zuwachs von Wind und Photovoltaik weitere Kraftwerke stillgelegt werden müssen und so physikalische Knappheit zukünftig tatsächlich auftreten kann.

Vor diesem Hintergrund werden der Intraday-Markt sowie der Ausgleichsenergiemarkt von wachsender Bedeutung für die Preisbildung sein und damit auch hohe Relevanz für die Preisbildung auf dem Day-ahead Markt haben.

Auf Folie 8 wird aufgeführt: „limitieren alle Kraftwerksbetreiber ihre Gebote mit den individuellen Grenzkosten“. Wir weisen darauf hin, dass es keine derartige Verpflichtung gibt, und Marktteilnehmer grundsätzlich frei sind, zu beliebigen Preisen an zu bieten. Der Wettbewerb führt dazu, dass Marktteilnehmer eine Grenzkostenbetrachtung vornehmen werden. Diese beinhaltet dann aber auch die Opportunitätskosten und damit die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher sowie Ausfallrisiken.

In diesem Zusammenhang weisen wir auch darauf hin, dass auch Erzeuger den Preis in Knappheitssituationen setzen, weil auch Erzeuger Knappheit und vor allem die zu erwartende Knappheit in ihrem Gebotsverhalten im Intraday-Markt berücksichtigen werden. Dies steht im Gegensatz zu den Aussagen in Folie 11 „bei Knappheitssituationen ... wird der Preis von den Stromverbrauchern gesetzt“.

e) Interdependenzen zwischen den Märkten sind zu berücksichtigen

Die obigen Ausführungen zeigen, dass bei jeglicher Marktbeherrschungs- oder gar Missbrauchsuntersuchung Interdependenzen zwischen den Märkten berücksichtigt werden müssen. Das BKartA fokussiert dagegen bislang nur auf dem Day-Ahead Markt. Diese Fokussierung lässt keinen Raum für die notwendige umfassende Betrachtung.

Der Großhandelsmarkt für Strom besteht aus Terminmärkten (mit z. B. Jahres- und Monatsprodukten), dem Day-ahead Markt, dem Intraday Markt und dem Regelenergie- und Ausgleichsenergiemarkt. Auf jedem dieser Märkte findet jeweils Preisbildung statt. Und in jedem Schritt von Terminmarkt bis zum Regelenergiemarkt werden Produkte mit kleinerer Granularität gehandelt. Die Märkte sind interdependent und können sinnvoll nur in ihrer Gesamtheit betrachtet werden.

Der Terminmarkt ist von großer Bedeutung, weil die größten Handelsvolumen auf diesem Markt gehandelt werden. Lieferanten werden normalerweise einen Großteil ihres Bedarfs auf diesem Markt einkaufen, Erzeuger entsprechend verkaufen. Am Terminmarkt wird im Vergleich zur Day-Ahead-Auktion etwa die 27-fache Menge gehandelt. Die Aussage auf Folie 4, wonach die Vortagesauktion als mengenmäßig wichtigstes Auktionsformat für Stromkontrakte mit «physischer» Erfüllung betrachtet wird, ist deswegen nicht nachvollziehbar. Auch die Aussage auf dieser Folie, dass langfristige Lieferkontrakte auf künftige Ergebnisse der Day-Ahead-Auktion referenzieren, stimmt nicht ganz. Die

Standardverträge an den Terminmärkten sind Stromkontrakte mit physischer Erfüllung und mit einem fixierten Preis.

Der Intraday Markt hat in letzter Zeit an Bedeutung gewonnen, vor allem wegen der Optimierung von variabler Erzeugung (Wind- und PV-Anlagen).

Letztlich spiegeln alle Preise im Stromgroßhandelsmarkt (Termin-, Day-Ahead- und Intraday-Markt) eine Erwartung zukünftiger Ausgleichsenergiepreise (AEP) wider. AEP werden nicht beschränkt und können sich bis zum Niveau des Value of Lost Load in Zeiten der tatsächlichen physischen Knappheit bewegen. Der Preis in einem längerfristigen Markt wie dem Terminmarkt spiegelt also die Erwartung wider, wie sich die Preise in kurzfristigeren Märkten mit Blick auf die physikalische Lieferung entwickeln werden. Dabei wird fortlaufend zwischen den Märkten arbitriert. Für die Marktteilnehmer selber ist Gewinnmaximierung dabei das Ziel, aber wichtiger ist, dass dadurch eine effiziente Allokation von Ressourcen erreicht wird.

Knappheit am Day-Ahead Markt bedeutet, dass man damit rechnet, dass physikalische Knappheit am nächsten Tag möglich sind wird, und die Intradaypreise und/oder die Ausgleichsenergiepreise sehr hoch steigen können. Dies bedeutet auch, dass die Opportunitätskosten und Ausfallrisikokosten stark steigen können und folglich auch die Grenzkosten. So sollten Knappheitspreisen am Day-Ahead Markt aber auch auf den Terminmärkten, entstehen können.

3. Sollte in Abkehr von Fallpraxis des Bundeskartellamtes für die Beurteilung einer marktbeherrschenden Stellung auf dem Stromerstabsatzmarkt nach Ihrer Auffassung künftig nicht mehr der Zeitraum eines Jahres, sondern nur die betreffende Stunde betrachtet werden? Oder schlagen Sie aufgrund Ihrer eigenen Marktkenntnis einen anderen Betrachtungszeitraum vor? Bitte begründen Sie Ihre Antwort.

Die Betrachtung einer einzelnen Stunde ist für die Beurteilung einer marktbeherrschenden Stellung völlig irrelevant. Wie oben ausgeführt, ist für die Analyse der Preisbildung am Strommarkt essentiell, dass der Zusammenhang zwischen Terminmärkten und kurzfristigen Märkten erfasst wird.

Im Übrigen sind wir der Auffassung, dass der derzeitige Betrachtungszeitraum von einem Jahr auf mehrere Jahre ausgeweitet werden muss. Der Grundgedanke dabei ist, dass für die Bestimmung, ab wann ein marktbeherrschender Erzeuger in Zeiten der Knappheit durch unangemessene Preisaufschläge seine Marktmacht missbraucht, der Terminmarkt viel geeigneter ist als die kurzfristigen Märkten, weil:

- an Terminmärkten deutlich höheren Volumen gehandelt werden;
- die Preise an kurzfristigen Märkten mit den Preisen an den Terminmärkten korrelieren;

- gelegentliche und seltene Preisspitzen am Spotmarkt und zugrundeliegende Aufschläge nicht per se unangemessen sind;
- die Terminmärkte die zu erwartenden Spotpreise vorwegnehmen und Käufern die notwendige Information geben, um ihren Bedarf am Terminmarkt einzudecken bzw. mit Optionen abzusichern.

Die Aufgabe des BKartA wäre wesentlich vereinfacht, wenn es beobachten würde, ob die Preise am Terminmarkt eine Vollkostendeckung für das marktbeherrschende Unternehmen (inklusive notwendiger Renditen zur Deckung des Marktrisikos des Investors) für notwendige Kraftwerke erlauben. Erst wenn das BKartA feststellt, dass die Terminmarktpreise Überrenditen erlauben, wäre zu prüfen, ob und inwieweit dies auf unangemessenen Preisaufschlägen durch marktbeherrschende Unternehmen beruht. Dabei sollte das BKartA dieses Preismonitoring kontinuierlich und für längere Zeiträume durchführen. Das Auftreten von Aufschlägen (Preisen oberhalb der langfristigen Grenzkosten von Erzeugung), ist zum Beispiel nicht per se unangemessen, wenn es davor Perioden mit Preisen unterhalb der langfristigen Grenzkosten gab.

4. Halten Sie die hier dargestellte Definition einer Kapazitätszurückhaltung für sachgerecht? Bitte erläutern Sie Ihre Antwort.

Der dargestellten Definition einer missbräuchlichen Kapazitätszurückhaltung stimmen wir nicht zu. Als Definition führt das BKartA im Konsultationsbogen aus, dass „Notwendiges und hinreichendes Kennzeichen einer Kapazitätszurückhaltung [...] der Nichteinsatz tatsächlich verfügbarer Stromerzeugungskapazitäten [ist], die zu einem Preis über den jeweiligen kurzfristigen Grenzkosten verkauft werden können“. Dabei scheint sich das BKartA sowohl auf die physische als auch auf die finanzielle Kapazitätszurückhaltung zu beziehen.

Vor allem für den Fall der finanziellen Kapazitätszurückhaltung ist diese Definition nicht geeignet, weil sie eine vom Stromerzeuger im Vorhinein zu treffende Vermarktungsentscheidung an einem Maßstab zu messen versucht, der lediglich im Nachhinein ermittelt werden kann.

In der Day-Ahead Auktion, auf welche sich das Bundeskartellamt bezieht, ist zum Zeitpunkt der Vermarktungsentscheidung, d.h. beim Einstellen des Gebots nicht klar, ob das Gebot den Zuschlag erhält. Das Vorliegen eines – möglicherweise missbräuchlichen – Nichteinsatzes gleichwohl davon abhängig zu machen, ob die angebotene Kapazität letztlich tatsächlich zum Zuge gekommen ist oder nicht, erscheint vor diesem Hintergrund verfehlt.

Ob ein tatbestandsmäßiger Nichteinsatz vorliegt, wird man richtigerweise allenfalls auf die Prognose des Marktteilnehmers stützen können. Ob im Ergebnis eine missbräuchliche Kapazitätszurückhaltung vorliegt, hinge dann entscheidend von der Qualität der individuellen Ex-ante-Einschätzung des jeweiligen Marktteilnehmers ab, ob sein Gebot „noch“ zum Zuge kommt oder nicht.

Da das Ergebnis stark vom Zufall abhängig ist, kann aus dieser Perspektive nicht belastbar die Unterscheidung getroffen werden, inwieweit das Missbrauchsverbot gelten soll.

Häufig erklären technische Restriktionen die Einsatzentscheidung der Kraftwerkskapazität. Hierzu zählt die Restriktion der An- und Abfahrtzyklen verbunden mit der Erwartung einer Preisspitze für den Abend des Folgetages. Auch diese Erwartungen basieren auf der Einschätzung der Marktteilnehmer. Sollte sich diese Erwartung rückschauend als falsch erweisen, etwa weil die Preisspitze am Morgen eintritt, rechtfertigt dies kaum den Vorwurf missbräuchlichen Nichteinsatzes tatsächlich verfügbarer Stromerzeugungskapazitäten.

Auch eine Entscheidung des Marktteilnehmers für einen Vermarktungsweg (und daher u.U. gegen einen anderen Vermarktungsweg) stellt keine vorwerfbare Kapazitätszurückhaltung dar. Das wäre beispielsweise der Fall, wenn der Marktteilnehmer sein Grenzkraftwerk am Day-Ahead-Markt mit einem Zuschlag anbietet, ggf. sogar aus dem Geld bietet, um es dann am Intra-Day-Markt zu vermarkten. Dem Stromgroßhandel wird in diesem Szenario keine Liquidität entzogen, sondern es werden zwei reguläre Vermarktungswege genutzt. Ein Missbrauch ist darin nicht zu erkennen, selbst wenn das Verhalten zu Preisspitzen in der Day-Ahead Auktion führt. Im Gegenteil, dies führt zu einer effizienten Allokation von Ressourcen und damit zu niedrigeren Preisen.

Ob ein Kraftwerk „im Geld ist“ oder nicht, ist in vielen Einzelfragen ungeklärt. Das führt zu Unklarheiten über die Reichweite des Missbrauchsverbots im Einzelfall und kann die Bewegungsfreiheit der Marktteilnehmer übermäßig einschränken, sofern diese ihr Gebotsverhalten zur Vermeidung von Konflikten mit dem Missbrauchsverbot vorsorglich stärker zurück nehmen als notwendig.

Die vorgeschlagene Definition ist im Übrigen schon nach den Ausführungen des BKartA im Konsultationspapier nicht geeignet. Zu Recht weist das BKartA nämlich darauf hin, dass eine Überprüfung einzelner Gebote im Stromgroßhandel weder erfolgversprechend noch sinnvoll sei. Insbesondere könnten einzelne Handelsaktivitäten von Erzeugungsunternehmen in der Regel nicht einzelnen Kraftwerken zugeordnet werden. Zudem sei ein bloßes Anknüpfen an die Höhe einzelner Gebote oder an die Höhe der Deckungsbeiträge wenig aussagekräftig. Darauf aber liefe die vorgeschlagene Definition letztlich hinaus.

5. Sofern Sie beispielhaft weitere Rechtfertigungsgründe für eine Kapazitätszurückhaltung anführen wollen, stellen Sie diese bitte dar und begründen Sie Ihre Antwort.

Zu begrüßen ist zunächst die Fokussierung auf etwaige missbräuchliche Handelsstrategien, welche in der Sektoruntersuchung Strom noch unklar war. Ebenso gelten die dort genannten, anerkannten Gründe für nicht verfügbare Kapazitäten weiterhin.

Anerkannt bei der Bildung der Gebote sind demnach die einsatzrelevanten Kosten, namentlich (i) Brennstoffkosten und CO₂-Kosten (inklusive Anfahrtskosten und CO₂-Kosten), (ii) Betriebskosten (z.B. Hilfsstoffe wie Wasser, Chemikalien, etc., die regelmäßig für den Kraftwerksbetrieb benötigt werden), (iii) Wear-and-tear-Kosten (d.h. regelmäßig

wiederkehrende Wartungs- und Instandhaltungskosten bzgl. des Kraftwerksbetriebes) (iv), kommerzielle Risiken (d.h. Kosten für regelmäßig wiederkehrende Ausgleichsenergiekosten infolge einer verzögerten Anfahrt oder eines ungeplanten Kraftwerksausfalls) und (v) technische Risiken (d.h. solche Kosten, die nicht regelmäßig wiederkehren, aber potentiell mit einer geringen Eintrittswahrscheinlichkeit zu kapitalen Schäden führen, z.B. ein kapitaler Maschinenschaden).

Allerdings sind auch weitere Fälle denkbar, in denen es im Ergebnis vermeintlich zu einer Kapazitätszurückhaltung kommt, die aber kein relevanter Fall einer Kapazitätszurückhaltung darstellen sollte. Hierzu zählen „Paradoxically rejected block bids“. Auch im Übrigen können Strukturvorgaben relevanter EPEX-Spot Richtlinien dazu führen, dass Kraftwerke nach einem „best guess“ Prinzip entgegen dem Wunsch des Marktteilnehmers faktisch nur in bestimmten Stunden geboten werden können (z.B. maximal 1 Startvorgang und 5 Stunden Betriebszeit pro Tag). Das Risiko des Nichteinsatzes des Kraftwerks und damit einer Kapazitätszurückhaltung im Falle der Nichtberücksichtigung des Gebotes wird hier in wesentlichem Maße durch die Strukturvorgaben des Marktmechanismus geprägt.

Begrüßt wird auch die grundsätzliche Akzeptanz des Ansatzes von Opportunitätskosten. Nähere Hinweise des BKartA zu zulässigen Ansätzen von Opportunitätskosten wären seitens der Marktteilnehmer erwünscht, z.B. bei Opportunitätskosten, die aus der Wahl eines Vermarktungsweges entstehen (s.o. Wahl für Intra-Day statt Day-Ahead). Zudem fallen hier häufig auch Risikoprämien hinein (z.B. für Kraftwerksausfälle, technische und kommerzielle Risiken). Ungeklärt ist etwa inwieweit eine Einpreisung von sonstigen operativen und technischen Risiken erlaubt ist. Bei diesem Beispiel stellt sich zudem die Frage, ob eine hier bestehende Meldepflicht gemäß REMIT einen Missbrauch von vornherein ausschließt.

Näher zu definieren sind die Anforderungen an einen Beleg, dass der Betrieb eines Kraftwerks bzw. eines Kraftwerksparks nicht mehr wirtschaftlich ist, d.h. die „Durchschnittskosten“ nicht mehr deckt. Dies ist ein anerkannter Rechtfertigungsgrund, denn selbst ein marktbeherrschender Erzeuger ist nicht gezwungen, dauerhaft Verluste hinzunehmen. Durch die zwischenzeitlich eingetretene Marktlage sind die 2011 vom BKartA eingetretenen Anforderungen an eine fehlende Vollkostendeckung mittlerweile bei den Marktteilnehmern gegeben.

Im Leitfaden sollte das Bundeskartellamt näher präzisieren, nach welchen Maßstäben die Frage der fehlenden Durchschnittskostendeckung zu prüfen ist. Dabei sind über entscheidungsrelevante Kosten hinaus sämtliche Fixkosten heranzuziehen, z.B. Personalkosten, Material- und Verwaltungskosten und Kapitalkosten. Je nach Energieträger können auch die Vollkosten, die bei der Bereitstellung des Brennstoffs entstehen, herangezogen werden. Die Vollkostenanalyse muss für das Kraftwerksporfolio im relevanten Markt durchgeführt werden, das heißt im Stromgroßhandelsmarkt.

6. Bitte stellen Sie dar, welche Relevanz Sie § 29 Satz 1 Nr. 1 GWB in Fällen etwaiger Zurückhaltung von Stromerzeugungskapazitäten beimessen. Sofern Sie die Ansicht vertreten, § 29 GWB führe in diesen Fällen zu einer Beweislastumkehr, begründen Sie bitte Ihre Rechtsauffassung.

Art. 5 REMIT-VO dehnt den Anwendungsbereich der „quasi“ Missbrauchskontrolle wegen des dort entfallenden Bedürfnisses einer marktbeherrschenden Stellung und des sehr weiten Wortlauts erheblich aus, was die Praxisrelevanz von § 29 Abs. 1 Nr. 1 GWB gegenüber § 19 GWB und Art. 5 REMIT-VO verringert.

Im Anwendungsbereich § 29 Satz 1 Nr. 1 GWB obliegt es dem Unternehmen, sein Verhalten zu rechtfertigen. Dies ist die Hauptursache der Rechtsunsicherheit neben der Frage der Marktbeherrschung. (Siehe die Antworten zu den Fragen 3 – 5).

7. Über die obigen Fragen hinaus Sie haben die Möglichkeit, zu allen weiteren Aspekten Stellung zu nehmen, die Ihnen im Zusammenhang mit der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht über eine etwaige Kapazitätszurückhaltung durch marktbeherrschende Unternehmen auf dem Stromer Absatzmarkt relevant erscheinen.

Abschließend ist zu erwähnen, dass die oben ausgeführte Sichtweise in Bezug auf mögliche „Kapazitätszurückhaltung“ und Preisbildung auch für die Anwendung der REMIT-Verordnung gelten sollte. Sonst wird auch REMIT ein faktisches Markup Verbot verursachen. Es ist zu vermeiden, dass derselbe Sachverhalt unterschiedlich bewertet wird.

Für Rückfragen und Diskussion steht Ihnen Barbara Lempp, Geschäftsführerin von EFET Deutschland, jederzeit gerne zur Verfügung.

EFET Deutschland
Tel.: +49 (0) 30 2655 7824
b.lempp@efet.org