

Stellungnahme

Leitfaden für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel

Konsultationsentwurf von Bundeskartellamt und
Bundesnetzagentur vom 20. März 2019

Berlin, 20. Mai 2019

1 Zusammenfassung

Bundeskartellamt (BKartA) und Bundesnetzagentur (BNetzA) haben am 20. März 2019 einen gemeinsamen Entwurf für einen Leitfaden vorgelegt, der Hinweise zur Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/Stromgroßhandel mit Blick auf Preisspitzen und ihre Zulässigkeit geben soll. Behandelt werden das kartellrechtliche Missbrauchsverbot (Abschnitt B.) und das Marktmanipulationsverbot nach REMIT¹ (Abschnitt C.).

Der BDEW hatte bereits in der ersten Konsultation durch das BKartA im Jahr 2016, mit der die Erstellung des vorliegenden Entwurfs eines Leitfadens zum kartellrechtlichen Missbrauchsverbot vorbereitet wurde, Stellung genommen.² Für den BDEW stellt es sich so dar, dass mit Blick auf die kartellrechtliche Bewertung von Preisspitzen nunmehr im Wesentlichen die Ergebnisse der Sektoruntersuchung aus dem Jahr 2011³ fortgeschrieben werden.

In einigen Punkten besteht Übereinstimmung des BDEW mit dem jetzt vorliegenden Entwurf. Dies betrifft insbesondere das Verständnis von der Zielrichtung des Missbrauchsverbots und das Anerkenntnis, dass im aktuellen Strommarktdesign nur die Möglichkeit von Preisspitzen oberhalb der Grenzkosten von Kraftwerken zu einer Finanzierung einer ausreichenden Bereitstellung von Spitzenlastkapazitäten beiträgt. Zu begrüßen ist auch die grundsätzliche Anerkennung des Prinzips der Vollkostendeckung.

In verschiedenen grundlegenden Aspekten besteht aber nach wie vor Änderungsbedarf am Leitfadentwurf. So sollte zum einen den aktuellen Marktentwicklungen stärker Rechnung getragen werden, etwa indem die Bestimmung des sachlich relevanten Marktes für das kartellrechtliche Missbrauchsverbot bereits heute unter Einbeziehung von Strom aus Erneuerbaren Energien erfolgt. Die Eingangsgrößen für die Pivotanalyse sollten stärker den hypothetischen Wettbewerbsdruck abbilden als vorgesehen. Nicht zuletzt sollte eine Vollkostendeckung bezogen auf das einzelne Kraftwerk Anerkennung finden. Anderenfalls behindert das kartellrechtliche Missbrauchsverbot die hinreichende Bereitstellung von Spitzenlastkapazitäten in der Zukunft.

Mit Blick auf das Marktmanipulationsverbot nach REMIT enthält der Entwurf des Leitfadens grundsätzlich zutreffende allgemeine Grundaussagen. Es fehlt hingegen an hinreichend konkreten Aussagen, um die nötige Rechtssicherheit im Umgang mit dem energiegroßhandelsrechtlichen Missbrauchsverbot für die Unternehmen zu erreichen. Wichtig für die Branche ist eine noch deutlichere Aussage, dass Verhaltensweisen, die unter dem Gebot der Vollkostendeckung nach kartellrechtlichen Maßstäben keinen Missbrauch darstellen, auch nach REMIT zulässig sind.

Im Einzelnen:

¹ Verordnung 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes.

² BDEW-Stellungnahme vom 31. Mai 2016.

³ Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und Stromgroßhandel (Januar 2011).

2 Zielrichtung des kartellrechtlichen Missbrauchsverbots

Wichtig ist die Hervorhebung im Leitfaden, dass Preisspitzen kein generelles Indiz für missbräuchlich überhöhte Preise darstellen. Ebenso richtig und wichtig ist das Anerkenntnis, dass im aktuellen Strommarktdesign die Möglichkeit, dass sich Preisspitzen oberhalb der Grenzkosten von Kraftwerken bilden können, wesentlich zu einer Finanzierung einer ausreichenden Bereitstellung von Spitzenlastkapazitäten beitragen kann.⁴ Preise oberhalb der Grenzkosten eines Spitzenlastkraftwerks sind erforderlich für ein ausreichendes Investitionsniveau und damit für die Versorgungssicherheit.⁵

Es scheint aber nach wie vor einen Dissens insoweit zu geben, als das BKartA Mark-Ups auf die Grenzkosten durch Kraftwerksbetreiber (mit Marktbeherrschung) als grundsätzlich missbräuchlich betrachtet und auf Preisspitzen vertraut, die unabhängig von solchen Mark-Ups entstehen sollen. Der BDEW sieht hierin ein Hindernis für die notwendigen Investitionsanreize in Spitzenlastkraftwerke. Hingegen erscheint dem BDEW ein Konzept vorzugswürdiger, dass generell weniger an eine Formel der Kapazitätsrückhaltung anknüpft, als vielmehr etwa an dauerhafte Überrenditen und somit eine Vollkostendeckung des einzelnen Kraftwerks und grundsätzlich auch Mark-Ups ermöglicht.

3 Sachliche Marktabgrenzung: EEG-Strom ist heute integraler Bestandteil des Strommarktes

Erneuerbare Energien sind, auch wenn sie nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) gefördert werden, ein essentieller Bestandteil des sachlichen Erstabsatzmarkts für Strom. Die hergebrachte und auch im Leitfadentwurf zugrunde gelegte Trennung zwischen EEG-Strommengen und konventionell erzeugtem Strom ist heute nicht mehr zu rechtfertigen. Auch die EU-Kommission unterscheidet nicht zwischen separaten Produktmärkten für erneuerbare und konventionelle Energien.⁶

- **Nachfragersicht** (Bedarfsmarktkonzept) – Strom ist ein homogenes Gut. Für Nachfrager auf der Großhandelsebene und in nachgelagerten Märkten ist nicht erkennbar, ob es sich um regenerativ oder konventionell erzeugten Strom handelt. Nach dem Bedarfsmarktkonzept (Nachfragesubstituierbarkeit) spricht die Austauschbarkeit von Strom aus regenerativen und konventionellen Energiequellen klar für einen einheitlichen Stromerstabsatzmarkt.
- **Anbietersicht** – EEG-geförderter Strom und konventionell erzeugter Strom stehen im Wettbewerb in ein und demselben Großhandelsmarkt. Strom aus EEG-geförderten Anla-

⁴ Konsultationsentwurf BKartA/BNetzA vom 20. März 2019, Rn.10.

⁵ Eine gute Übersicht über diesen Aspekt gibt *Mohr*, Das wettbewerbliche Verbot von Marktmachtmissbräuchen, in: Festschrift für Ulrich Büdenbender, 2018, S. 644.

⁶ Siehe z. B. Case M.8660 - FORTUM / UNIPER "The Commission has consistently defined a relevant product market encompassing both the generation and wholesale supply of electricity, irrespective of the generation sources and trading channels."

gen hat Einfluss auf den (einheitlichen) Marktpreis am Großhandel und damit auf die Erlöse, die Betreiber konventioneller Erzeugungsanlagen erzielen können. Konventionelle Kraftwerke werden im Umfang des vermarkteten EEG-Stroms aus der Merit Order verdrängt. Die engen Interdependenzen zwischen Strom aus konventionellen Kraftwerken und Strom aus EEG-Anlagen sprechen daher klar für einen einheitlichen Erstabsatzmarkt.⁷

- **Marktentwicklungen** seit der Sektoruntersuchung 2011 – Die Erneuerbaren-Förderung und Vermarktung hat sich maßgeblich gewandelt: Neuanlagen nehmen heute weitgehend an Ausschreibungen teil, um eine Förderung nach dem EEG zu erhalten. Zudem werden aktuell fast 80 % des Stroms direkt auf dem Großhandelsmarkt vermarktet.⁸ EEG-Anlagen erhalten zudem keine Förderung, wenn der Strompreis an der Börse in sechs aufeinander folgenden Stunden negativ ist („6-Stunden-Regel“). Auch wenn der Leitfadentwurf diese Entwicklungen zur Kenntnis nimmt, so fehlt doch der Mut, die Konsequenzen der Entwicklungen in der Bestimmung des sachlichen Marktes anzuerkennen.
- **Preissignale** – Der Konsultationsentwurf verweist außerdem auf eine fehlende Reaktion von Erneuerbaren auf Preissignale.⁹ Dies ist in Folge der beschriebenen Marktänderung nicht (mehr) der Fall: heute reagieren auch Erneuerbare auf (kurz- und langfristige) Preissignale.¹⁰ Die vermeintlich fehlende Reaktion auf Preissignale ist zudem kein hinreichendes Indiz dafür, dass EEG-Strom nicht Teil des Erstabsatzmarktes ist.

Tatsächlich wäre das Angebot an EEG-Strom auch ohne Förderung durch das EEG praktisch gleich hoch. Die Grenzkosten der meisten EEG-Anlagen liegen bei null, weil die Energieträger Wind, Wasser und Sonne kostenlos zur Verfügung stehen. Diese Anlagen würden aktuell in mehr als 98 % der Stunden eines Jahres mit positiven Großhandelspreisen eingesetzt. Geringe Grenzkosten sind zudem kein Alleinstellungsmerkmal von EEG-Anlagen. Dies gilt teilweise auch für konventionelle Anlagen, z.B. wärmegeführte KWK-Anlagen und Kernkraftwerke. Führt man den Gedanken im Konsultationsentwurf weiter, würden letztendlich alle Kraftwerke mit vergleichbaren Grenzkosten in jeweils separaten Produktmärkten agieren.

Der Leitfadentwurf sollte daher mit Blick auf die sachliche Marktabgrenzung angepasst werden.

⁷ Siehe dazu auch *Mohr*, oben Fn. 5.

⁸ Zum Zeitpunkt der Sektoruntersuchung 2011 waren es weniger als 2 %.

⁹ Konsultationsentwurf BKartA/BNetzA, Rn. 41.

¹⁰ Infolge der 6-Stunden-Regel (§ 51 EEG 2017) senken EEG-Anlagen ihre Erzeugung (soweit technisch möglich) ab, da sie anderenfalls, wenn der kurzfristige Strompreis an der Strombörse in sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist negative Markterlöse erzielen würden. Die meisten Neuanlagen nehmen heute an wettbewerblichen Ausschreibungen teil, um eine Förderung zu erhalten. Bei der Gebotsabgabe berücksichtigen Anlagenbetreiber die langfristig erzielbaren Markterlöse. Dies hat dazu beigetragen, dass Bieter in den Ausschreibungen für Offshore-Windparks Null-Gebote (d.h. keine EEG-Förderung) abgegeben haben. Eine Vielzahl von Erneuerbaren Anlagen wird in den kommenden Jahren aus der Förderung gehen und schon heute werden hierfür Vermarktungswege geschaffen.

4 Geographische Marktabgrenzung: Die historisch nationalen Strommärkte wachsen immer stärker zusammen

Bisher grenzte das BKartA einen gemeinsamen räumlichen Markt für Deutschland, Österreich und Luxemburg ab. Im Konsultationsentwurf wird die Auswirkung der Einführung einer Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze im Oktober 2018 auf die zukünftige geographische Marktabgrenzung offen gelassen bzw. bleibt die Bewertung im Rahmen der Marktmachtberichte vorbehalten.¹¹

Der BDEW interpretiert diese Zurückhaltung so, dass auch das BKartA allein in der Abspaltung Österreichs aus dem bisherigen gemeinsamen Marktgebiet mit Deutschland kein für sich ausreichendes Indiz dafür sieht, dass beide Länder zukünftig unterschiedlichen geographischen Märkten zuzurechnen sind. Wichtig wird sein, dass das BKartA die zukünftige geographische Marktabgrenzung auf Basis etablierter wettbewerbsökonomischer Methoden vornimmt und den aktuellen Marktentwicklungen Rechnung trägt (z.B. die stärkere Kopplung des kurzfristigen Stromgroßhandels im Rahmen des „Market Coupling“¹² an benachbarte Strommärkte).

5 Pivotanalyse

Das BKartA hält im Konsultationsentwurf an der Pivotanalyse (und dem zugehörigen Indikator *Residual Supply Index*, RSI) fest. Bei den methodischen Ausführungen verweist das BKartA auf die Sektoruntersuchung 2011. Die Schwäche der Pivotanalyse liegt insbesondere darin, dass den Unternehmen keine verlässliche ex-ante Einschätzung ermöglicht wird, da der RSI-Wert erst ex-post ermittelt werden kann.

Es ist aber zu begrüßen, dass die Bewertung der Marktbeherrschung nicht an der einzelnen Viertelstunde, sondern an einem längeren Zeitraum festgemacht wird. Hierfür war auch der BDEW in der ersten Konsultation im Jahre 2016 eingetreten.

Für die Pivotanalyse bedeutsam sind die Eingangsgrößen, die nach Auffassung des BDEW insbesondere in den folgenden beiden Punkten anders in Ansatz gebracht werden müssen, als es das BKartA aktuell tut (5.1: Wettbewerbsdruck durch andere Erzeugungsanlagen, 5.2: potentielle Nettoimporte aus dem Ausland).

5.1 Potenzieller Wettbewerb statt historische Marktergebnisse bei funktionierendem Wettbewerb

Die Pivotanalyse ist ein Gedankenexperiment, das die Wettbewerbskräfte im Strommarkt zu einem gewissen Zeitpunkt untersucht¹³. Im Gegensatz zu Marktanteilen zielt die Pivotanalyse

¹¹ Konsultationsentwurf BKartA/BNetzA, Rn. 44.

¹² https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/EuropMarktkopplung/MarketCoupling.html.

¹³ Relevante Fragestellung: Kann die Gesamtnachfrage potenziell noch gedeckt werden, wenn ein großer Anbieter hypothetisch alle Erzeugungskapazitäten vom Markt nimmt? Falls nein, ist dieser Anbieter pivotal (RSI<1).

somit nicht auf ein historisches Marktergebnis, sondern auf die Möglichkeit (Kapazität) des Marktes in einer hypothetischen Extremsituation ab.

Die Eingangsgrößen in die Pivotanalyse müssen dem Rechnung tragen. Das BKartA stellte in der Sektoruntersuchung 2011 bei wichtigen Eingangsgrößen (wie etwa Kraftwerksverfügbarkeiten und Importkapazitäten) auf beobachtete historische Marktergebnisse ab. Diese Größen waren jedoch das Ergebnis eines funktionierenden Wettbewerbs. Beispielsweise würde ein Anstieg der Marktpreise in Folge einer hypothetischen Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten im bedeutenden Umfang den kommerziellen Anreiz für Dritte liefern, auch solche Erzeugungskapazitäten verfügbar zu machen, die bei funktionierendem Wettbewerb nicht einsatzbereit waren. Die Vernachlässigung des potenziellen (zusätzlichen) Wettbewerbs unterschätzt systematisch den Wettbewerbsdruck bzw. überschätzt systematisch die Stärke der Marktposition der größten Akteure. Deshalb ist der potenzielle Wettbewerb stärker zu berücksichtigen.

5.2 Historische Nettoimporte unterschätzen den wichtigen Beitrag des Auslands in einer Knappheitssituation

Das BKartA stellte in der Sektoruntersuchung 2011 auf maximale, historische Nettoimporte ab, um den maximalen Beitrag des Auslands in einer deutschen Knappheitssituation – wenn ein großer deutscher Erzeuger hypothetisch alle Kapazitäten vom Markt nimmt – abzubilden. Dies unterschätzt den potenziellen Wettbewerbsdruck aus dem Ausland systematisch und erheblich. Dies gilt umso mehr, als mit der aktuellen Umsetzung der neuen europäischen Network-Codes mögliche Engpasssituationen an Netzkoppelpunkten weiter reduziert werden. Dadurch, dass der Leitfadentwurf in Anlehnung an die Sektoruntersuchung 2011 auf die historischen maximalen Nettoimporte abstellt¹⁴, droht die Gefahr, dass diese Fehlbetrachtung auch zukünftig fortgeschrieben wird.

Importe und Exporte reagieren sehr sensibel auf Preisunterschiede zwischen Ländern, insbesondere innerhalb des *Market Coupling*, wo verfügbare Kapazitäten an den Grenzen in Abhängigkeit kurzfristiger Strompreisunterschiede bestimmt werden. Ein Anstieg des deutschen Strompreises, der im Vergleich zum Ausland relativ niedrig ist, würde Exporte verdrängen und zu höheren Importen aus dem Ausland führen. Die Bedeutung dieses Aspektes wird mit dem vorangetriebenen Ausbau der Verbindungen zukünftig weiter steigen.

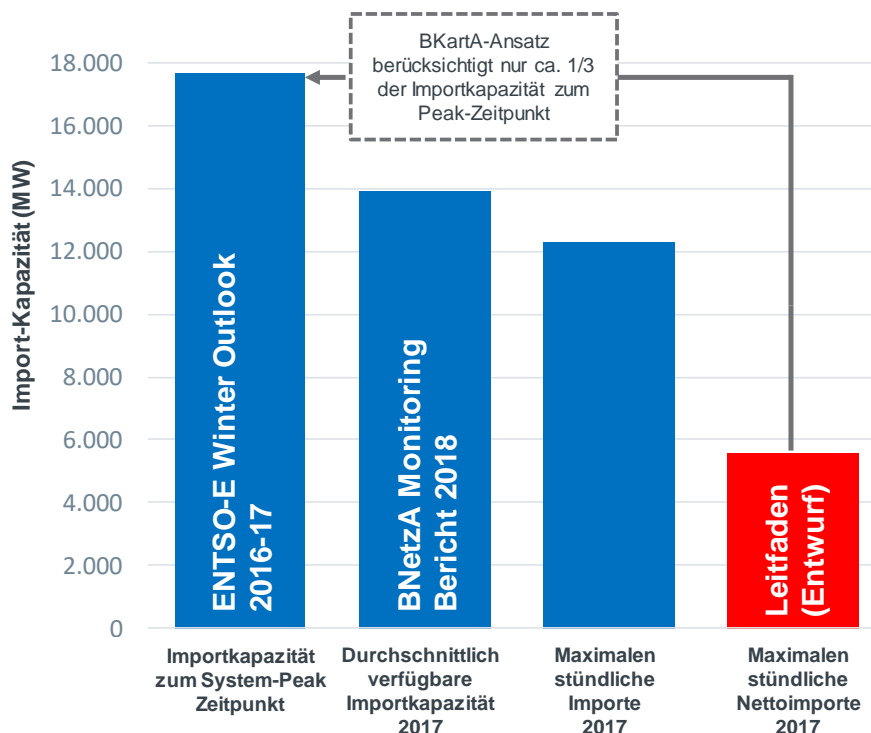
Die Sektoruntersuchung 2011, auf die sich der Leitfadentwurf bezieht¹⁵, berücksichtigt nur rund ein Drittel der Importkapazitäten nach Deutschland. Dies zeigt ein Vergleich des vorgeschlagenen Ansatzes (Höchstwert historischer Nettoimporte im Jahr 2017) mit Angaben zu Importkapazitäten nach Deutschland (siehe nachfolgend Abbildung 1):

¹⁴ Konsultationsentwurf BKartA/BNetzA, Rn. 47: „Der im zweijährigen Berichtszeitraum beobachtete Höchstwert der Nettoimporte wurde dem Markt kapazitätsseitig zugerechnet. Dieser Ansatz scheint unverändert zielführend.“

¹⁵ Siehe Fn. 14.

- Die Analyse der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) im Winter Outlook¹⁶ ist vergleichbar mit der Pivotanalyse. Es geht darum, ob die Nachfrage in einer besonderen Knappheitssituation noch gedeckt werden kann. Bei dem Vorgehen gemäß Sektoruntersuchung 2011 würde nur rund ein Drittel der Importkapazität berücksichtigt.
- Die BNetzA veröffentlicht im Rahmen des Energie-Monitorings die jährlichen Importkapazitäten, die dem Stromhandel durchschnittlich zur Verfügung standen. Danach berücksichtigt der Ansatz der Sektoruntersuchung 2011 immer noch weniger als die Hälfte dieses ohnehin konservativen Ansatzes für die Ermittlung von Importmöglichkeiten in einer (regional auf Deutschland begrenzten) Knappheitssituation.
- Dies gilt selbst dann noch, wenn man nur die maximalen stündlichen Importe nach Deutschland berücksichtigen würde, die sich bei funktionierendem Wettbewerb tatsächlich ergeben haben. Im Falle einer massiven Kapazitätzurückhaltung, wie in der Pivotanalyse unterstellt, dürften die aus dem Preisanstieg in Deutschland resultierenden Importflüsse deutlich höher ausfallen.

Abbildung 1 Ansatz des Bundeskartellamts unterschätzt potenzielle Importmöglichkeiten bei Kapazitätzurückhaltung



Quelle: RWE AG basierend auf ENTSO-E Winter Outlook 2016-17 (https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SDC/Winter-Outlook_2016-17_data-for-publication.xlsx?Web=0), BNetzA/BKartA, Monitoring Report 2018, S. 210, geplante stündliche grenzüberschreitende Austausche (scheduled commercial flows) von ENTSO-E Transparency Website.

¹⁶ Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) führen jährlich eine Versorgungssicherheitsanalyse des europäischen Stromsystems durch, siehe <https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/>.

6 Missbrauch und Kapazitätszurückhaltung

Der Leitfaden erklärt sich nicht ausdrücklich zu dem in der Sektoruntersuchung 2011 für marktbeherrschende Unternehmen aufgestellten Mark-Up-Verbot¹⁷, hält aber an dem grundlegenden Konzept der missbräuchlichen Kapazitätszurückhaltung fest. Eine ausdrückliche Aufgabe des Mark-Up-Verbots wäre aus Sicht der Branche wünschenswert gewesen. Da aus der Perspektive eines Kraftwerksbetreibers ein Mark-Up auf die Grenzkosten erforderlich sein kann, um die Vollkosten eines Kraftwerks zu decken und das Streben eines jeden Marktteilnehmers nach Vollkostendeckung per se nicht als missbräuchlich zu qualifizieren ist, wäre es nach Auffassung des BDEW wettbewerbsrechtlich konsequent, das berechtigte Interesse an einer Deckung jedenfalls der Vollkosten nicht erst im Rahmen der Rechtfertigung, sondern bereits im Rahmen der Prüfung der wettbewerblichen Beeinträchtigung anderer Marktteilnehmer zu berücksichtigen.

Während es das Ziel der Missbrauchsaufsicht ist, das „künstliche Hochtreiben“ von Preisen zu unterbinden, darf es gleichzeitig nicht das Ergebnis sein, dass ein künstlich niedriges Preisniveau aufrechterhalten oder erzielt wird. Vor diesem Hintergrund bewertet es der BDEW zwar positiv, dass das BKartA das Prinzip der Vollkostendeckung im Grundsatz anerkennt. Mit dem Erfordernis der Betrachtung des gesamten Kraftwerksparks nimmt das BKartA allerdings eine Verengung vor, die nicht vollständig nachvollziehbar ist.

Ein Unternehmen muss die Chance haben, seine Produktion so anzubieten, dass auch die einzelne Produktionseinheit ihre Vollkosten decken kann. Gebote oberhalb der Grenzkosten sollten deshalb mindestens auch insoweit zulässig sein, als der aufgerufene Preis zur Deckung der Vollkosten der betroffenen Erzeugungseinheit erforderlich ist. Anderenfalls sinkt der Anreiz für ein Unternehmen, eine defizitäre Einheit über eine „gesamthafte Kraftwerksparkbetrachtung“ weiter zu betreiben, gegen Null.

Im Ergebnis könnte eine portfoliobezogene Betrachtung sogar vielmehr dazu führen, dass für alle Marktteilnehmer Anreize zum Betrieb von Spitzenlastkraftwerken gemindert würden. Größere Kraftwerksbetreiber mit einem diversifizierten Kraftwerkspark dürften hiernach nämlich nur die durchschnittlichen Vollkosten ihres Kraftwerksparks in ihren Gebotspreisen berücksichtigen. Dies wiederum würde zu einem künstlich niedrigeren Preisniveau im Stromgroßhandelsmarkt insbesondere in Spitzenlastzeiten führen und damit zwingend erforderliche Preisspitzen im Sinne des Leitfadens zum (Weiter-)Betrieb und erst recht zum Neubau von benötigten Spitzenlastkraftwerken verhindern. Dies steht in klarem Widerspruch zu den expliziten Zielvorstellungen der Politik, genau diese Spitzenlastkraftwerke zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit für den Markt zu erhalten und zu gewinnen. Dies gilt unabhängig davon, ob solche Spitzenlastkraftwerke von Betreibern eines diversifizierten Kraftwerksparkportfolios oder einzelnen Spitzenlastkraftwerksbetreibern betrieben werden.

Es entspricht ohnedies wirtschaftlichen Grundprinzipien, dass ein privatwirtschaftliches unternehmerisches Verhalten grundsätzlich auf eine Gewinnerzielungsabsicht ausgerichtet ist, so

¹⁷ Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 191-195.

dass zumindest die Erwirtschaftung der Vollkosten schon kein tatbestandlich missbräuchliches Verhalten darstellt.

Die mit der Energiewende verfolgten politischen Ziele würden verfehlt, wenn neben dem Ausbau der Erneuerbaren Energien nicht auch neue (oder optimierte ältere) und flexible Spitzenlastkraftwerke für einen Energiemix der Zukunft bereitstehen. Die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht darf letztlich nicht Anreize zur Stilllegung einer Einheit setzen bzw. zur Verhinderung von Investitionen in neue und flexible Spitzenlastkraftwerke führen und somit gegebenenfalls mitursächlich für eine künftige Gefährdung der Versorgungssicherheit sein.

Soweit das BKartA das Vollkostenprinzip aber grundsätzlich anerkennt, wäre eine nähere Benennung einzelner Positionen hilfreich, ohne dass diese streng enumerativ aufzuzählen wären. Wünschenswert wäre etwa eine Klarstellung dahingehend, dass Vollkosten alle einsatzrelevanten Kosten (Brennstoff, CO₂, Hilfs- und Betriebsstoffe) aber auch sämtliche Fixkosten, wie insbesondere Personal, Material-, Instandhaltungs-, Verwaltungs- und Kapitalkosten sowie kommerzielle (z. B. wiederkehrende Kosten wie Ausgleichsenergie bei der Anfahrt) und technische Risiken (beispielsweise Totalausfälle) inkludiert. Positiv zu bewerten ist ebenfalls, dass das BKartA die grundsätzliche Anerkennung von Opportunitätskosten auch für alle Kraftwerksarten ermöglicht, da Opportunitätskosten nicht nur bei Speichern anfallen können. Sie können gleichermaßen bei allen anderen Kraftwerksarten wie z. B. im Zuge der kommerziellen Optimierung im Falle einer Brennstoffknappheit (beispielsweise bei niedrigen Wasserständen) anfallen.

7 Verbot der Marktmanipulation nach REMIT (insb. Art. 5 REMIT)

Der BDEW sieht die gemeinsame Bewertung marktbezogener Verhaltensweisen nach dem kartellrechtlichen Missbrauchsverbot und nach der REMIT in einem einheitlichen Leitfaden als einen Schritt in die richtige Richtung an. Leider bleibt der Leitfaden sehr allgemein und verzichtet auch auf eine einheitliche und zusammenhängende Bewertung des einheitlichen Sachverhalts in unterschiedlichen Normen.

Richtig und wichtig für die Rechtssicherheit der Unternehmen wäre es, Verhaltensweisen, die nach der REMIT ein legitimes Verhalten darstellen, auch für marktbeherrschende Unternehmen keinen kartellrechtlichen Verstoß begründen und umgekehrt. Ein klarer hervorgehobener Gleichlauf könnte widersprüchliche Beurteilungen vermeiden. Ein geeigneter Ansatzpunkt zur Erhöhung der Rechtssicherheit ist auch hier das vorstehend im Rahmen der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht ausgeführte Postulat, jedenfalls die Vollkostendeckung der einzelnen Produktionseinheit als ein legitimes Anbieterverhalten zur Erwirtschaftung von Deckungsbeiträgen im Sinne des Leitfadens zu erachten.

Begrüßenswert sind insoweit immerhin die Aussagen im Leitfadentwurf, dass es keine Andienungspflicht in einem bestimmten Marktsegment gibt und Verkaufsangebote oberhalb der Grenzkosten ein legitimes Anbieterverhalten darstellen können. Wünschenswert wären darüber hinaus Beispiele für ein legitimes Marktverhalten in diesem Zusammenhang gewesen. Unklarheiten in diesem Kontext ergeben sich insbesondere mit Blick auf ein „physical withholding“ nach den ACER-Guidelines.