

20.05.2019

Stellungnahme zum Leitfaden des Bundeskartellamts für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel – Preisspitzen und ihre Zulässigkeit –

Die Veröffentlichung des Leitfadens für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel ist zu begrüßen. Positiv bewertet EFET, dass darin auch Klarstellungen im Hinblick auf die energiegroßhandelsrechtlichen Regeln der REMIT-Verordnung getroffen werden.

Die Grundsätze des Leitfadens sollten perspektivisch auch in einen europäisch einheitlich geltenden Rahmen überführt werden, unabhängig von den unterschiedlichen Strommarktdesigns der Mitgliedstaaten. EFET schlägt deshalb vor, dass der Leitfaden in die europäischen Gremien von z.B. ACER eingebracht wird.

EFET teilt das Ziel, das mit dem Leitfaden erreicht werden sollte: dass der Leitfaden für das Funktionieren des Strommarktes 2.0 ein zutreffendes Verständnis über das Herbeiführen von Preisspitzen mittels Kartellabsprachen oder Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung bzw. Insiderhandel oder Marktmanipulation geben sollte. Marktakteure sollten mit Hilfe des Leitfadens in der Lage sein, die Reichweite dieser Verbote richtig einzuschätzen, damit nicht systematisch zu Preisen unterhalb des wettbewerblich zulässigen Niveaus in der Folge von Fehleinschätzungen angeboten wird und zudem eine Verzerrung bei Stilllegungs- bzw. Investitionsentscheidungen vermieden wird.

EFET geht davon aus, dass mit diesem Leitfaden die Möglichkeit, dass das faktische Markup-Verbot durch die Anwendung von Kartellrecht und REMIT auftreten wird, stark reduziert wird. Positiv bewertet EFET, dass der Leitfaden erläutert, dass Preisspitzen oberhalb der relativ hohen Grenzkosten von Spitzenlastkapazitäten zur Finanzierung einer ausreichenden Bereitstellung solcher Spitzenlastkapazitäten beitragen und dass Verkaufsangebote, die oberhalb der Grenzkosten liegen, ein legitimes Anbieterverhalten darstellen können. EFET begrüßt zudem, dass der Leitfaden klarstellt, dass keine Andienungspflicht in einem bestimmten Marktsegment vorgegeben wird und dass auch die Zahlungsbereitschaft der Nachfrageseite eine bedeutende Rolle bei der Preisbildung spielen muss.

Jedoch wird aus Sicht von EFET das verfolgte Ziel mit dem zur Konsultation gestellten Entwurf noch nicht vollumfänglich erreicht. Es gibt weiteren Klarstellungsbedarf. Es wäre wünschenswert, an einzelnen Punkten noch stärker zu konkretisieren statt allgemein zu formulieren. So ist es einem Unternehmen z.B. nach wie vor nicht möglich, ex ante zu bewerten, ob eine marktbeherrschende Stellung zu einem konkreten Handelszeitpunkt besteht oder nicht. Hier sollte deutlich mehr Klarheit bestehen.

Zudem wird der Komplexität des sich stetig weiterentwickelnden Energiemarktes nicht ausreichend Rechnung getragen. Das Konsultationspapier verweist an vielen Stellen auf die Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel aus dem Jahr 2011, die zum Teil auf Daten aus den Jahren 2007 und 2008 basiert. Seit dieser Zeit haben sich der Strommarkt grundlegend geändert (Ausbau erneuerbarer Energien, EE-Direktvermarktung, Kernenergieausstieg, Sicherheitsbereitschaft, Marktkopplung, Einführung von REMIT). Diese Entwicklungen müssen bei der Erstellung des Marktmachtberichts und der Bewertung der Wettbewerbssituation durch die Behörden berücksichtigt werden.

1. Marktabgrenzung und Marktanteile

Erneuerbar und herkömmlich produzierter Strom sollte gemeinsam betrachtet werden. Erneuerbare Energien, die nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) gefördert werden, sind ein essentieller Bestandteil des Erstabatzmarkts für Strom. Aus folgenden Gründen ist im Konsultationsentwurf die vorgebrachte Trennung zwischen EEG-Strommengen und konventionell erzeugtem Strom nicht zu rechtfertigen:

- **Regulatorische Entwicklungen** seit der Sektoruntersuchung 2011: Neuanlagen nehmen heute an Ausschreibungen teil. Zudem werden aktuell fast 80 % des Stroms direkt auf dem Großhandelsmarkt vermarktet (zum Zeitpunkt der Sektoruntersuchung 2011 weniger als 2 %). EEG-Anlagen erhalten zudem keine Förderung, wenn der Strompreis an der Börse in sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist („6-Stunden-Regel“).
- **Anbietersicht** – EEG-Strom und konventionelle Stromerzeugung stehen im Wettbewerb in ein und demselben Großhandelsmarkt.
- **Preissignale** – Der Konsultationsentwurf verweist auf eine fehlende Reaktion von Erneuerbaren auf Preissignale. Dies ist in Folge der oben beschriebenen Änderungen nicht (mehr) der Fall. Die vermeintlich fehlende Reaktion auf Preissignale ist zudem kein hinreichendes Indiz dafür, dass EEG-Strom nicht Teil des Erstabatzmarktes ist. Man könnte daraus allenfalls schließen, dass die konventionelle Stromerzeugung nicht Teil eines (hypothetischen) Marktes für Erneuerbare Energien ist. Geringe Grenzkosten sind zudem kein Alleinstellungsmerkmal von EEG-Anlagen. Dies gilt 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.
- **Nachfragersicht** – 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.

Aus diesen Gründen ist nachvollziehbar, dass auch die EU-Kommission nicht zwischen separaten Produktmärkten für erneuerbare und konventionelle Energien unterscheidet.

Die Produktmarkt-Abgrenzung muss weiterentwickelt und EEG-Strom in den Erstabsetzmarkt einbezogen werden.

- **Rn. 44 Geographische Markt-Abgrenzung: Die historisch nationalen Strommärkte wachsen immer stärker zusammen**

Bisher grenzte das Bundeskartellamt 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 Markt-Abgrenzung offen gelassen. Wir stimmen zu, dass die Konsequenzen für die räumliche Markt-Abgrenzung anhand der Marktwirkungen im Rahmen der Marktmachtberichte zu beurteilen sind. Die zukünftige geographische Markt-Abgrenzung sollte auf Basis etablierter wettbewerbsökonomischer Methoden, wie z. B. dem hypothetischen Monopolisten-Test (auch SSNIP-Test genannt), durchgeführt werden.

2. Pivotalanalyse und Beurteilungszeitraum

- **Rn. 45 Der potenzielle Wettbewerb ist für die Pivotalanalyse relevant – und nicht historische Marktergebnisse bei funktionierendem Wettbewerb**

Wichtige Eingangsgrößen in der Pivotalanalyse (wie etwa Kraftwerksverfügbarkeiten und Importkapazitäten) müssen so gewählt werden, dass sie den potenziellen Wettbewerbsdruck in einer hypothetischen Knappheitssituation widerspiegeln und nicht ein historisches Marktergebnis bei funktionierendem Wettbewerb. Wenn hingegen wie in der Sektoruntersuchung 2011 für Importkapazitäten oder Kraftwerksverfügbarkeiten historische Werte herangezogen werden, führt das dazu, dass die Reaktionsfähigkeit des Marktes systematisch unterschätzt wird. Denn im Knappheitsfall könnten ganz andere Flexibilitätsquellen, beispielsweise Kraftwerke oder Importe, verfügbar werden als sie in den vergangenen Jahren aufgetreten sind. Der Konsultationsentwurf berücksichtigt beispielsweise nur rund ein Drittel der Importkapazitäten nach Deutschland: Dies zeigt ein Vergleich des im Konsultationspapier vorgeschlagenen Ansatzes (Höchstwert historischer Nettoimporte im Jahr 2017) mit Angaben zu Importkapazitäten nach Deutschland von ENTSO-E^[1] und Bundesnetzagentur (im Rahmen des Energie-Monitorings).

3. Kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht

Grundsätzlich wäre eine Aufgabe des vom Bundeskartellamt aufgestellten Mark-Up-Verbots und eine noch stärkere Fokussierung des Missbrauchsverbots auf das „künstliche“ In-die-Höhe-treiben von Preisen wünschenswert gewesen. Das Mark-Up-Verbot ist mit Unsicherheiten behaftet, die durch eine Abkehr vermieden werden können.

Im Einzelnen:

- **Rn. 32:** Diese Ausführungen sind potentiell mehrdeutig. Mark-Ups könnten demnach für marktbeherrschende Unternehmen gestattet sein. Bedeutet dies, dass nur das teuerste Kraftwerk nicht oberhalb der Grenzkosten angeboten werden darf, alle an-

^[1] Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) führen jährlich eine Versorgungssicherheitsanalyse des europäischen Stromsystems durch, siehe <https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/>

deren aber schon? Unklar ist auch, wie hoch Mark-Ups ausfallen dürfen (z. B. erwarteter Intraday-Preis). Hier sollte im Leitfaden stärker konkretisiert werden.

- **Rn. 49:** Es ist zu begrüßen, dass die Bewertung der Marktbeherrschung nicht an der einzelnen Viertelstunde, sondern an einem längeren Zeitraum festgemacht wird. Marktbeherrschung bei Unverzichtbarkeit in 5 % der Stunden eines Jahres bedarf trotzdem zusätzlicher Präzisierung, da dieser Wert erst *ex-post* ermittelt werden kann. Ein Unternehmen muss diesbezüglich bereits *ex-ante* eine zweifelsfreie Aussage erhalten, da sein erlaubtes wirtschaftliches Handeln maßgeblich davon abhängen würde. Wünschenswert wäre es, dass der Leitfaden hierzu einen Ansatz bietet, der eine *ex-ante* Bewertung möglich macht.
Der Leitfaden sollte es einem Marktteilnehmer ermöglichen, diese *ex-ante* durchzuführen. Mit dem zur Konsultation gestellten Leitfaden ist es nicht möglich, eine hinreichende Selbsteinschätzung durchzuführen. Im Gegenteil - der 5 %-Schwellenwert bei Pivotalanalyse entsprechend der Sektoruntersuchung, der eine marktbeherrschende Stellung vermutet, scheint nur die richtige Größenordnung zu adressieren.
- **Rn. 54:** Scheinbar können Opportunitäts- und Ausfallrisikokosten bereits auf Tatbestandsebene, d. h. bei der Ermittlung der Grenzkosten, berücksichtigt werden (und nicht erst auf Ebene der Rechtfertigung). Warum in diesem Zusammenhang von „grundsätzlich“ gesprochen wird, bleibt jedoch unklar. In welchem Fall würden solche nicht berücksichtigt werden? Opportunitäts- und Ausfallrisikokosten sollten immer berücksichtigt werden. Opportunitätskosten sollten nicht nur auf Speicherkraftwerke gelten, sondern für alle Erzeugungsarten.
Notwendig wäre eine Definition der einzelnen Kostenarten, die über alle Rechtsbereiche gilt. Sämtliche Fix- und Vollkosten (hierzu siehe auch Kommentierung zu Punkt 59) sollten bereits bei der Ermittlung der Grenzkosten herangezogen werden, da solche insbesondere in Hinblick auf die Amortisierung von Investitionen Sicherheit bieten. Dies sollte nicht erst auf der Rechtfertigungsebene zum Tragen kommen.
- **Rn. 59 (Rechtfertigung durch fehlende Vollkostendeckung):** Nicht recht einzusehen ist, weshalb lediglich fehlende Vollkostendeckung bezogen auf den kompletten Kraftwerkspark eine „Zurückhaltung“ rechtfertigen sollte. 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. Ansonsten bliebe dem Unternehmen zum Umgang mit dergestalt defizitären Einheiten nur die Stilllegung. Eine solche zu erzwingen, kann nicht Zielsetzung der Missbrauchsaufsicht sein. Insofern ist allein die Betrachtung einer einzelnen Anlage (und nicht des gesamten Kraftwerksparks) der richtige Ansatz:
 - Die Umsetzung auf Kraftwerksparkportfolio-Ebene ist nicht praktikabel, da dies bedeuten würde, Vollkosten aus verschiedenen Erzeugungsgesellschaften (Legal-einheiten, die unabhängig geführt werden) zu konsolidieren und möglicherweise nicht gedeckte Kosten für die erwartete Erzeugungsmenge einzupreisen.

Notwendig ist eine Konkretisierung, was unter Vollkosten zu verstehen ist: Aus Sicht von EFET sind dazu u.a. zu zählen:

- Alle einsatzrelevanten Kosten (Brennstoff, CO₂-Zertifikate, Hilfs- und Betriebsstoffe) aber auch sämtliche Fixkosten wie Personalkosten, Material- und Verwaltungskosten und Kapitalkosten inklusive verschleißabhängige Instandhaltungskosten sowie kommerzielle (z. B. wiederkehrende Kosten wie Ausgleichsenergie bei der Anfahrt) und technische Risiken (wie Totalausfälle).
 - Mit der Formulierung „insbesondere“ sollte auch gemeint sein, dass Opportunitätskosten nicht nur bei Speichern anfallen können, sondern auch andere Szenarien erfasst sind (z. B. im Zuge der kommerziellen Optimierung im Falle einer Brennstoffknappheit).
 - Der Ansatz, dass eine unzulässige Kapazitätszurückhaltung offensichtlich bereits dann vorliegt, wenn ein Kraftwerk nicht eingesetzt wird, obwohl es im Geld ist, ist unzureichend. Die Opportunitäten sämtlicher Vermarktungskanäle der Stromerzeugung müssen zumindest berücksichtigt werden.
- **Rn. 58 ff (weitere Rechtfertigungsgründe):** Mit Blick auf die absehbaren künftigen Veränderungen des Marktes wären weitere Handreichungen der Behörden hilfreich, wann eine Zurückhaltung sachlich gerechtfertigt sein kann und wann nicht.

4. Zur Beurteilung nach REMIT (insb. Art. 5 REMIT)

Die Bewertung marktbezogener Verhaltensweisen nach dem kartellrechtlichen Missbrauchsverbot und nach REMIT, insb. dem dortigen Marktmanipulationsverbot, in einem einheitlichen Leitfaden zusammenzuführen, ist grundsätzlich zu begrüßen. Der Leitfaden sollte noch deutlicher aufzeigen, wie Marktakteure widerspruchsfrei innerhalb der beiden Rechtssysteme agieren können. Es sollte noch einmal erwähnt werden, dass das alleinige Anbieten von Erzeugungskapazität zu einem sehr hohen Preis nicht gegen REMIT verstößt.

In Einzelnen:

- **Rn. 76:** Der benutzte Begriff einer „kleineren Erzeugungseinheit“ ist unklar. Die Angabe einer konkreten Kapazitätsuntergrenze einer solchen Einheit wäre hilfreich, um zu beurteilen, ob ein entsprechender Ausfall den Kriterien einer Insider-Information gemäß REMIT entspricht.
- **Rn. 82:** Sehr positiv bewertet EFET die Klarstellung, dass REMIT, die deutschen Marktregeln oder regulatorische Vorgaben keine spezifischen Vorgaben bezüglich der Gebotsabgabe bei Auktionen oder dem kontinuierlichen Handel machen (keine An-dienungspflicht in einem bestimmten Marktsegment). Diese Aussage ist richtig und sollte auch in einem europäischen Umfeld gelten.
- **Rn. 83:** Zu begrüßen ist auch, dass Verkaufsangebote, die oberhalb der Grenzkosten liegen, laut dem Leitfaden ein legitimes Anbieterverhalten darstellen können. Diese Aussage bietet aus unserer Sicht jedoch nicht genug Rechtssicherheit, da nicht klar ist in welchen Fällen dies dann doch nicht gelten soll. Es sollte klargestellt werden, dass zumindest ein Angebot, welches die Vollkosten deckt, per definitionem stets auch nach REMIT zulässig sein sollte. So kann aus unserer Sicht die Einheit der Rechtsordnung gewahrt werden und widersprüchliche Beurteilungen desselben Sachverhalts

