

## **Anmerkungen zum Konsultationsentwurf des Bundeskartellamtes und der Bundesnetzagentur eines Leitfadens für die kartell- und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel**

RWE begrüßt die Veröffentlichung eines Leitfadens, insbesondere unter Berücksichtigung der REMIT-Verordnung. Der Leitfaden ist aus Sicht RWEs in einigen Punkten allerdings zu allgemein formuliert und schafft daher nicht die für eine kommerzielle Aktivität benötigte Klarheit. Wir würden mit nachfolgenden Ausführungen gern zur weiteren Spezifizierung beitragen.

RWE hat Frontier Economics beauftragt, ein ökonomisches Gutachten zu dem Themenkomplex „Marktabgrenzung/Marktbeherrschung“ zu erstellen (nachfolgend: „Frontier-Gutachten“). Dieses Gutachten ist als Anlage zur Stellungnahme beigelegt.

### **1. Vorbemerkung: Die wettbewerbsökonomische Bewertung muss den aktuellen Marktentwicklungen Rechnung tragen**

Das Konsultationspapier verweist an vielen Stellen auf die Sektoruntersuchung Stromerzeugung / Stromgroßhandel aus dem Januar 2011, die zum Teil auf Daten aus den Jahren 2007 und 2008 basiert. Die Strommärkte befinden sich aufgrund technologischer und regulatorischer Entwicklungen, allen voran der Energiewende, aber im ständigen Wandel:

- Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Deutschland ist in den letzten 10 Jahren deutlich gestiegen (von rund 16 % im Jahr 2008 auf über 40 % im Jahr 2018);<sup>1</sup>
- Die Fördersummen für Erneuerbare Energien sind in den letzten Jahren deutlich gesunken;<sup>2</sup>
- Erneuerbare Energien wurden erfolgreich in den Strommarkt integriert – neue Anlagen erhalten eine Förderung nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) nur nach Zuschlag in einer wettbewerblichen Ausschreibung und der erzeugte Strom aus EEG-Anlagen wird zu fast 80 % direkt am Großhandel vermarktet;
- Deutschland wird bis zum Jahr 2023 schrittweise den Kernenergieausstieg vollziehen;
- Erste Braunkohlekraftwerke wurden in die Sicherheitsbereitschaft überführt und nehmen nicht mehr am Strommarkt teil – eine mögliche Stilllegung weiterer Kohlekraftwerke wird politisch diskutiert;<sup>3</sup> und
- Der kurzfristige Stromgroßhandel (Day-ahead Auktion an der Börse) ist im Rahmen des *Market Coupling*<sup>4</sup> stärker an benachbarte Strommärkte gekoppelt.

---

<sup>1</sup> Laut Fraunhofer, ISE: [https://www.energy-charts.de/ren\\_share\\_de.htm?source=ren-share&period=annual&year=all](https://www.energy-charts.de/ren_share_de.htm?source=ren-share&period=annual&year=all)

<sup>2</sup> <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>

<sup>3</sup> [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/einsetzung-der-kommission-wachstum-strukturwandel-beschaeftigung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/einsetzung-der-kommission-wachstum-strukturwandel-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile&v=4)

**Empfehlung für den Leitfaden: Die wettbewerbsökonomischen Analysen müssen diesem grundlegenden, strukturellen Wandel des Strommarktes seit der Sektoruntersuchung 2011 Rechnung tragen – dies sollte im Leitfaden unbedingt berücksichtigt werden.**

## **2. Produktmarkt-Abgrenzung: Erneuerbare Energien sind ein wichtiger integraler Bestandteil des Strommarktes**

Der Konsultationsentwurf betont zurecht die Bedeutung der Markt-Abgrenzung für die Bestimmung der Wettbewerbsverhältnisse.<sup>5</sup>

Erneuerbare Energien, die nach dem EEG gefördert werden, sind ein essentieller Bestandteil des Erstab-satzmarkts für Strom. Aus folgenden Gründen ist die im Konsultationsentwurf enthaltene Annahme getrennter Produktmärkte für EEG-Strommengen einerseits und konventionell erzeugten Strom andererseits nicht zu rechtfertigen:

- **Marktentwicklungen** seit der Sektoruntersuchung 2011 – Die Erneuerbaren-Förderung und Vermarktung hat sich seit der Sektoruntersuchung, auf die sich der Konsultationsentwurf bezieht, maßgeblich gewandelt.
- **Anbietersicht** – EEG-Strom und konventionelle Stromerzeugung stehen im Wettbewerb in ein- und demselben Großhandelsmarkt.
- **Preissignale** – Eine fehlende Reaktion (der Einspeisung Erneuerbarer Energien) auf Preissignale ist kein hinreichendes Indiz für einen separaten Produktmarkt. Zudem reagieren Erneuerbare heute auf tatsächliche (kurz- und langfristige) Preissignale.
- **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.

Aus diesen Gründen ist nachvollziehbar, dass die Europäische Kommission nicht zwischen separaten Produktmärkten für erneuerbare und konventionelle Energien unterscheidet:

*“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.” (Entscheidung M.8660 - FORTUM / UNIPER, Rz. 18, Hervorhebung hinzugefügt).*

**Empfehlung für den Leitfaden: Die Produktmarkt-Abgrenzung muss in Anerkennung der zwischenzeitlichen Marktentwicklungen angepasst und EEG-Strom in den Erstab-satzmarkt einbezogen werden.**

---

<sup>4</sup> [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/HandelundVertrieb/EuropMarktkopplung/MarketCoupling.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/EuropMarktkopplung/MarketCoupling.html)

<sup>5</sup> Konsultationsentwurf, Rn. 39.

- a. Marktentwicklungen seit der Sektoruntersuchung 2011 – Die Förderung und Vermarktung von EEG-Strom hat sich maßgeblich gewandelt: Heute werden fast 80 % des Stroms aus EEG-Erzeugung direkt auf dem Großhandelsmarkt vermarktet

Das Bundeskartellamt verweist bei seiner Marktabgrenzung auf die Sektoruntersuchung 2011.<sup>6</sup> Die Förderung und Vermarktung von Erneuerbaren hat sich seitdem maßgeblich geändert (Abbildung 1):

**Abbildung 1 Maßgebliche Änderungen bei der Förderung und Vermarktung von EEG-Strom (Neuanlagen) seit der Sektoruntersuchung 2011**

	Sektoruntersuchung 2011	Heute (EEG Stand 2019)
<b>Förderberechtigung</b>	<b>Kein Wettbewerb</b> – alle Anlagen, die die Vorgaben im EEG erfüllen, werden gefördert	<b>Wettbewerb</b> – Neuanlagen (ab Anlagengröße von 750 kW bei Wind und PV) benötigen einen Zuschlag in einer öffentlichen Ausschreibung und erhalten dann eine Marktprämie (in Ergänzung zum Erlös aus Direktvermarktung)
<b>Vermarktung des EEG-Stroms</b>	<b>ÜNB</b> verantwortlich für Vermarktung	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ <b>Verpflichtende</b> Direktvermarktung für <b>Neuanlagen</b> (im EEG 2017 ab Anlagengröße von 100 kW)</li> <li>■ <b>Optionale</b> (freiwillige) Direktvermarktung für <b>Altanlagen</b></li> </ul>
<b>Pflichten des Anlagenbetreibers</b>	<b>Keine</b> – Prognose und Bilanzierung erfolgt durch ÜNB („ <i>produce and forget</i> “ aus Sicht der Anlagenbetreiber)	<b>Prognose und Bilanzierung</b> (wie konventionelle Anlagenbetreiber) für alle Anlagen in der Direktvermarktung
<b>Einfluss des Großhandelspreises</b>	Anlagenbetreiber erhalten eine festgelegte Einspeisevergütung, unabhängig vom Stromgroßhandelspreis.	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ <b>Kurzfristig:</b> Die Förderung wird bei 6 aufeinander folgenden Stunden mit negativen Preisen ausgesetzt („6-Stunden-Regel“).</li> <li>■ <b>Langfristig:</b> Anlagenbetreiber müssen bei der Gebotsabgabe für die Förderung berücksichtigen, welche Markterlöse sie zukünftig (zusätzlich zur Marktprämie) erzielen können.</li> </ul>

Quelle: Frontier-Gutachten, Tabelle 1.

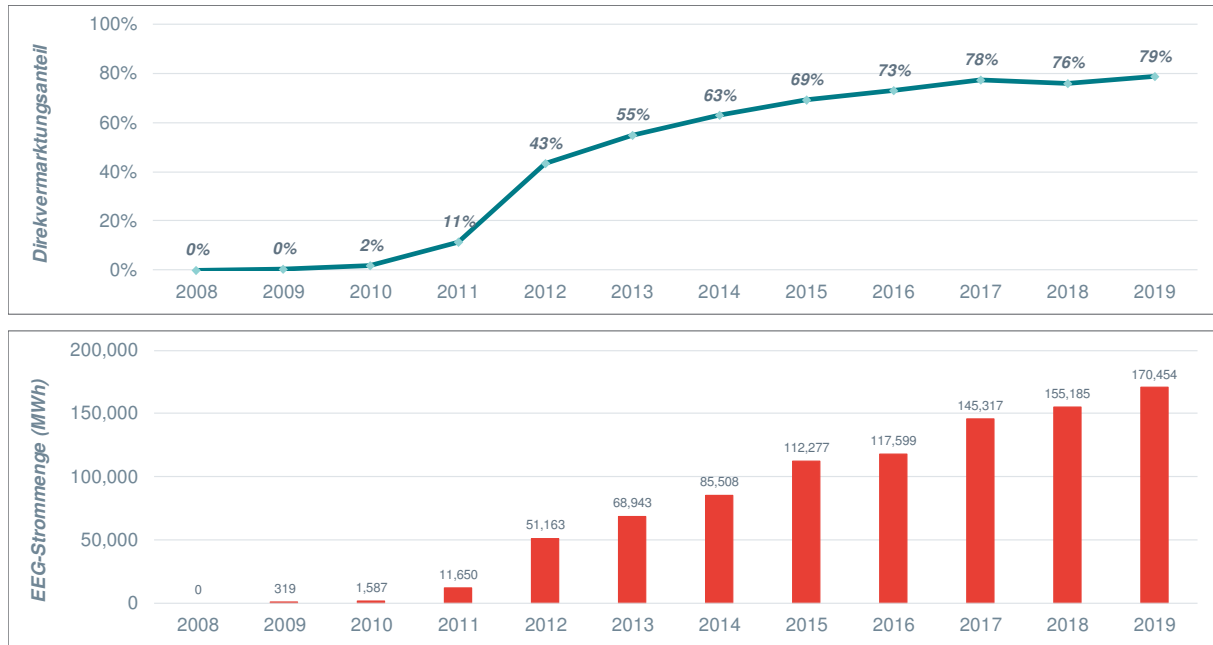
Hinweis: ÜNB = Übertragungsnetzbetreiber, Bestandsanlagen können in das für Neuanlagen geltende Regime wechseln („freiwillige Direktvermarktung“).

Seit der Sektoruntersuchung 2011 hat sich die Rolle der Betreiber von EEG-Anlagen maßgeblich gewandelt. Damals wurde der EEG-Strom zentral durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vermarktet. Heute wird fast 80 % der EEG-Erzeugung (Abbildung 2) – entweder durch den Anlagenbetreiber selbst oder über einen Dienstleister – direkt auf dem Großhandelsmarkt verkauft.

<sup>6</sup> Konsultationsentwurf, Rn. 41 und Fußnote 42.

Die EEG-Förderung spielt somit heute vornehmlich für die Investitionsentscheidung eine Rolle. Ist die Investitionsentscheidung einmal getroffen, erfolgen die Vermarktung des Stroms am Großhandel und der Einsatz der Anlagen wie bei einer konventionellen Anlage mit vergleichbarer Kostenstruktur.

**Abbildung 2 Der Anteil der Direktvermarktung ist seit der Sektoruntersuchung 2011 auf fast 80 % gestiegen**



Quelle: Frontier-Gutachten, Abbildung 1, auf Basis von BMWi (2018), EEG in Zahlen, Stand: 15. Oktober 2018.

Hinweis: Direktvermarktete EEG-Mengen beinhalten folgende Förderarten: Marktprämie (§ 20 EEG), sonstige Direktvermarktung (§ 21a EEG) und "Grünstromprivileg" (§ 39 EEG 2012).

Die Jahre 2018 und 2019 sind Prognosewerte.

Das Bundeskartellamt verweist im Konsultationsentwurf auf diese geänderte Rolle von EEG-Strom im Zuge dieser Marktänderungen:

*„Die EEG-Anlagenbetreiber unterliegen nicht dem Wettbewerb der übrigen Stromerzeugung. Erst seit der Einführung der Direktvermarktung und von Wettbewerb um Förderhöhen bei Neubauprojekten beginnt sich deren Vergütung dem Großhandelspreisverlauf bzw. -niveau anzunähern.“ (Konsultationsentwurf, Rn. 41).*

In der Konsequenz bedeutet dies, dass das Bundeskartellamt auf Basis der vom Bundeskartellamt selbst festgestellten jüngsten Marktentwicklungen die Produktmarktabgrenzung weiterentwickeln und EEG-Strom in den Erstabsatzmarkt einbezogen werden muss.

- b. EEG-Strom und konventionelle Stromerzeugung stehen im Wettbewerb in ein und demselben Markt

EEG-Strom und konventioneller Strom stehen aus Anbietersicht im Wettbewerb zueinander:

- **Strom aus EEG-Anlagen hat einen Einfluss auf den (einheitlichen) Marktpreis** und damit auf die Erlöse, die Betreiber konventioneller Erzeugungsanlagen erzielen können – Bieten Anlagenbetreiber (oder ÜNB für nicht direkt vermarktete Strommengen) den EEG-Strom zu sehr niedrigen variablen Erzeugungskosten an der Strombörse an, fällt in der Regel der markträumende Einheitspreis. Dieser Einfluss auf den Stromgroßhandelspreis wird auch als „Merit Order Effekt“ bezeichnet.

- **Strom aus EEG-Anlagen verdrängt konventionell erzeugten Strom** – Aufgrund des „Merit Order Effekts“ kommen konventionelle Kraftwerke mit höheren variablen Erzeugungskosten im Rahmen der Versteigerung von Strommengen an der Strombörse in geringerem Umfang zum Zug, wenn die in die Auktion eingestellten Angebote zu variablen Erzeugungskosten über dem markträumenden Einheitsbörsenpreis liegen. In der Folge werden konventionelle Kraftwerke im Umfang des vermarkteten EEG-Stroms aus der Merit Order verdrängt. Bereits heute decken Erneuerbare schon deutlich mehr als ein Drittel des deutschen Stromverbrauchs.<sup>7</sup>

Das Angebot an EEG-Strom schränkt die Preissetzungsspielräume für konventionelle Stromanbieter ein und diszipliniert deren Wettbewerbsverhalten. Preissetzungsspielräume treten dann auf, wenn Anbieter ihre Verkaufsgebote erhöhen können ohne befürchten zu müssen, von einem günstigeren Gebot verdrängt zu werden. Im Strommarkt bieten sich solche Preissetzungsspielräume tendenziell bei höherer Stromnachfrage, da die Angebotskurve (auch Merit Order genannt) dann besonders steil ist. Das zusätzliche Angebot an EEG-Strom verstärkt den Wettbewerb im Strommarkt (d.h. die Angebotskurve wird flacher) und diszipliniert somit das Preissetzungsverhalten konventioneller Anbieter.

Diese Disziplinierung des Marktverhaltens ist Ausdruck von Wettbewerb innerhalb ein und desselben Marktes. Die engen Interdependenzen zwischen Strom aus konventionellen Kraftwerken und Strom aus EEG-Anlagen sprechen daher eindeutig für einen einheitlichen Erstabsatzmarkt für Strom.

- c. Fehlende Reaktion auf Preissignale ist kein hinreichendes Indiz für einen separaten Produktmarkt – zudem reagieren Erneuerbare heute auf (kurz- und langfristige) Preissignale

Das BKartA verweist auf eine fehlende Reaktion von Erneuerbaren auf Preissignale:

*„Die Erzeugung und Einspeisung von EEG-Strom erfolgt weitgehend losgelöst von der Nachfragesituation und den Stromgroßhandelspreisen. Die EEG-Anlagenbetreiber unterliegen nicht dem Wettbewerb der übrigen Stromerzeugung.“* (Rn. 41).

Aus dieser Beobachtung des Bundeskartellamtes lässt sich indes allenfalls schließen, dass konventionelle Stromerzeugung nicht Teil eines (hypothetischen) Marktes für Erneuerbare Energien ist. Daraus lässt sich aber keineswegs umgekehrt folgern, dass Erneuerbare Energien nicht Teil des Erstabsatzmarktes für Strom sind.

Die vermeintlich fehlende Reaktion auf Preissignale ist also keineswegs ein hinreichendes Indiz dafür, dass Strom aus Erneuerbaren Energien nicht Teil des Erstabsatzmarktes für Strom ist:

- Eine (scheinbar) fehlende Reaktion auf Preissignale ist kein hinreichendes Indiz für einen separaten Produktmarkt. Die vom Bundeskartellamt unterstellte vermeintliche Besonderheit, dass EEG-Anlagen nicht auf Preissignale aus dem Stromgroßhandelsmarkt reagieren und damit nicht als wettbewerblicher Akteur im Stromerstabsatzmarkt anzusehen seien, beruht außerdem nur vordergründig auf der EEG-Förderung. Tatsächlich wäre das Angebot an EEG-Strom auch ohne Förderung durch das EEG praktisch gleich hoch. Die variablen Stromerzeugungskosten der meisten EEG-Anlagen liegen bei null, weil die Energieträger Wind, Wasser und Sonne kostenlos zur Verfügung stehen. Diese Anlagen

<sup>7</sup> <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>; [https://www.energy-charts.de/ren\\_share\\_de.htm?source=ren-share&period=annual&year=all](https://www.energy-charts.de/ren_share_de.htm?source=ren-share&period=annual&year=all).

würden aktuell in mehr 98 % der Stunden eines Jahres mit positiven Großhandelspreisen eingesetzt.<sup>8</sup> In Stunden mit Kapazitätsknappheit und entsprechend hohen Preisen, wie sie für Wettbewerbsanalysen von Hauptinteresse sind, würden diese Anlagen immer eingesetzt, unabhängig davon ob sie über das EEG gefördert werden oder nicht.

Geringe variable Stromerzeugungskosten sind zudem kein Alleinstellungsmerkmal von EEG-Anlagen. Dies gilt auch für konventionelle Anlagen, z.B. wärmegeführte KWK<sup>9</sup>-Anlagen und Kernkraftwerke. Führt man den Gedanken des Bundeskartellamtes weiter, würden letztendlich alle Kraftwerke mit vergleichbaren Grenzkosten in jeweils separaten Produktmärkten agieren.

- **Zudem reagieren Erneuerbare bereits heute auf Preissignale** – Die Förderung und Vermarktung von Erneuerbaren hat sich seit der Sektoruntersuchung maßgeblich geändert (Abbildung 1). In Folge dessen reagieren auch Erneuerbare auf Preissignale:
  - **Kurzfristig** – Aufgrund der 6-Stunden-Regel<sup>10</sup> im EEG 2017 wird die Marktprämie auf null abgesenkt, wenn der kurzfristige Strompreis an der Strombörse in sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist. In diesem Fall senken EEG-Anlagen ihre Erzeugung soweit technisch möglich ab, da sie anderenfalls negative Markterlöse erzielen würden.
  - **Langfristig** – Die meisten Neuanlagen nehmen heute an wettbewerblichen Ausschreibungen teil, um eine Förderung zu erhalten. Bei der Gebotsabgabe zur Förderung 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.<sup>11</sup>
- d. Strom ist ein homogenes Gut – aus Nachfragersicht ist EEG-Strom nicht von konventionellem Strom zu unterscheiden

Strom ist ein homogenes Gut. Ein Nachfrager auf dem Großhandelsmarkt, z.B. ein Vertrieb oder ein Stromhändler, kann beim Kauf eines standardisierten Produkts an den Strombörsen EPEX Spot (kurzfristiger Handel) und EEX (langfristiger Handel) nicht unterscheiden, ob Strom in einem konventionellen Kraftwerk oder einer EEG-Anlage erzeugt wurde. Die „grüne“ Eigenschaft von erneuerbar erzeugtem Strom kann über einen separaten Zertifikatemarkt (sogenannte „Herkunftsnachweise“<sup>12</sup>) gehandelt werden. Für EEG-Anlagen ist eine solche zusätzliche Zertifikate-Vermarktung allerdings untersagt („Doppelvermarktungsverbot“<sup>13</sup>). Auch physisch lässt sich Strom, der einmal in ein allgemeines Versorgungsnetz eingespeist wurde, nicht mehr einer bestimmten Erzeugungsquelle zuordnen.

Nach dem Konzept der Nachfragesubstituierbarkeit (Bedarfsmarktkonzept) spricht die Austauschbarkeit von Strom aus regenerativen und konventionellen Energiequellen daher klar für einen einheitlichen Stromerstattungsmarkt, unabhängig von der Frage, in welcher Anlage der Strom erzeugt wurde.

<sup>8</sup> Negative Preise traten an der Strompreise EPEX Spot (Day-Ahead Auktion) nur im Jahr 2017 in 146 Stunden (1,7 %) und im Jahr 2018 in 134 Stunden (1,5 %) auf.

<sup>9</sup> Kraft-Wärme-Kopplung.

<sup>10</sup> § 51 EEG 2017.

<sup>11</sup> [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2018/20180427\\_Offshore.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2018/20180427_Offshore.html)

<sup>12</sup> <http://www.umweltbundesamt.de/tags/herkunftsnachweis>

<sup>13</sup> § 80 EEG 2017.



### 3. Geographische Marktabgrenzung – Die historisch nationalen Strommärkte wachsen immer stärker zusammen

Bisher grenzte das Bundeskartellamt einen gemeinsamen räumlichen Markt für Deutschland, Österreich und Luxemburg ab. In diesem Zusammenhang stimmen wir der Aussage im Konsultationsentwurf, wonach die Auswirkung der Einführung einer Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze im Oktober 2018 auf die zukünftige geographische Marktabgrenzung einer gesonderten Prüfung unterliegen müssen, zu.<sup>14</sup>

Die Ausgrenzung Österreichs aus dem bisherigen gemeinsamen Marktgebiet mit Deutschland allein ist kein ausreichendes Indiz dafür, dass beide Länder zukünftig unterschiedlichen geographischen Märkten zuzurechnen sind.

**Empfehlung für den Leitfaden: Die zukünftige geographische Marktabgrenzung sollte auf Basis etablierter wettbewerbsökonomischer Methoden, wie z.B. dem Hypothetischen Monopolisten Test (auch SSNIP-Test genannt), durchgeführt werden.**

### 4. Pivotanalyse – Teil 1: Der potenzielle Wettbewerb ist für die Pivotanalyse relevant – und nicht historische Marktergebnisse bei funktionierendem Wettbewerb

Das Bundeskartellamt hält im Konsultationsentwurf an der Pivotanalyse (und dem zugehörigen Indikator *Residual Supply Index*, RSI) fest. Bei den methodischen Ausführungen verweist das Bundeskartellamt auf die Sektoruntersuchung 2011.

Die Pivotanalyse prüft – basierend auf einer hypothetischen Zurückhaltung aller Erzeugungskapazitäten eines Anbieters – ob dieser Anbieter zu einem Zeitpunkt ein „unvermeidbarer Handelspartner“ ist. Dies bedeutet für die Eingangsgrößen der Pivotanalyse:

- Die Pivotanalyse stellt auf den **potenziellen Wettbewerb** in einer hypothetischen Situation ab, in der ein großer Anbieter alle Erzeugungskapazitäten vom Markt nimmt. Das Bundeskartellamt 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 (wie das Bundeskartellamt in der Sektoruntersuchung 2011 festgestellt hat). Beispielsweise würde ein Anstieg der Marktpreise in Folge einer hypothetischen Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten im bedeutenden Umfang den kommerziellen Anreiz 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.
- Aufgrund anstehender **Umbrüche im Energiesektor** ist ein Bezug auf historische Marktergebnisse im Rahmen der Missbrauchskontrolle besonders problematisch. Heute befinden wir uns in einer Situation tendenzieller Kapazitätsüberschüsse. Dies hat maßgebliche Auswirkung auf die beobachteten Import- und Exportflüsse und die Verfügbarkeit von Kraftwerken.

---

<sup>14</sup> Konsultationsentwurf, Rn. 44.

- a. Die Pivotanalyse stellt auf den potenziellen Wettbewerb ab, wenn ein großer Erzeuger alle Kapazitäten vom Markt nimmt - historische Marktergebnisse unterschätzen den Wettbewerbsdruck

Die Pivotanalyse ist ein Gedankenexperiment, das die Wettbewerbskräfte im Strommarkt zu einem gewissen Zeitpunkt untersucht:

*Kann die Gesamtnachfrage potenziell noch gedeckt werden, wenn ein großer Anbieter hypothetisch alle Erzeugungskapazitäten vom Markt nimmt?*

Im Gegensatz zu Marktanteilen zielt die Pivotanalyse somit nicht auf ein historisches Marktergebnis, sondern auf die Möglichkeit (Kapazität) des Marktes in einer hypothetischen Extremsituation, ab.

Das Bundeskartellamt stellte in der Sektoruntersuchung 2011 bei wichtigen Eingangsgrößen in die Pivotanalyse (wie etwa Kraftwerksverfügbarkeiten und Importkapazitäten) auf beobachtete historische Marktergebnisse ab. Diese Größen waren jedoch das Ergebnis eines funktionierenden Wettbewerbs (wie das Bundeskartellamt in der Sektoruntersuchung festgestellt hat<sup>15</sup>).

Durch die Vernachlässigung des potenziellen (zusätzlichen) Wettbewerbs unterschätzt das Bundeskartellamt systematisch den Wettbewerbsdruck bzw. überschätzt systematisch die Stärke der Marktposition der größten Akteure.

- b. Aufgrund anstehender Umbrüche im Energiesektor ist ein Bezug auf historische Marktergebnisse besonders problematisch

Insbesondere mit Blick auf die anstehenden Umbrüche in der Energiewirtschaft in Deutschland ist ein Bezug auf historische Marktergebnisse hoch problematisch: Heute befinden wir uns in einer Situation mit tendenziellen Kapazitätsüberschüssen. Dies hat maßgebliche Auswirkung auf die beobachtete Import- und Exportflüsse und die Verfügbarkeit von Kraftwerken.

Wettbewerbsanalysen, die auf historische Marktergebnisse abstellen, werden somit den potenziellen und zukünftigen Wettbewerbsdruck maßgeblich unterschätzen und spiegeln die Wettbewerbssituation falsch wider.

***Empfehlung für den Leitfaden: Wichtige Eingangsgrößen in der Pivotanalyse müssen so gewählt werden, dass sie den potenziellen Wettbewerbsdruck in einer hypothetischen Knappheitssituation widerspiegeln, und nicht ein historisches Marktergebnis bei funktionierendem Wettbewerb. Daher sollten die Importkapazitäten in voller Höhe berücksichtigt werden.***

---

<sup>15</sup> Vgl. BKartA (2011), Sektoruntersuchung Stromerzeugung / Stromgroßhandel, S. 24: „Im Ergebnis geht die Beschlussabteilung davon aus, dass der in der vorliegenden Untersuchung festgestellte Nichteinsatz von Kraftwerken, die im Geld sind, unter Berücksichtigung der beschriebenen Unsicherheiten zu gering ist, um für den untersuchten Zeitraum konkrete Missbrauchsverfahren einzuleiten.“



## 5. Pivotanalyse – Teil 2: Historische Nettoimporte unterschätzen den wichtigen Beitrag des Auslands in einer Knappheitssituation

Der Konsultationsentwurf stellt<sup>16</sup> (wie bereits die Sektoruntersuchung 2011) auf maximale, historische Nettoimporte ab, um den maximalen Beitrag des Auslands in einer deutschen Knappheitssituation (wenn ein großer deutscher Erzeugungen hypothetisch alle Kapazitäten vom Markt nimmt) abzubilden. Dies unterschätzt den potenziellen Wettbewerbsdruck aus dem Ausland systematisch und erheblich.

- a. Historische Nettoimporte sind das Marktergebnis bei funktionierendem Wettbewerb

Das Bundeskartellamt will zur Ermittlung des Wettbewerbsdrucks aus dem europäischen Ausland auf historische Nettoimporte abstellen. Dieses Vorgehen unterschätzt den potenziellen Wettbewerbsdruck auf deutsche Stromerzeugungsunternehmen aber erheblich, denn die beobachteten Nettoimporte beruhen auf einem kompetitiven, von niedrigen inländischen Stromgroßhandelspreisen geprägten Markt. Im Falle eines unterstellten, hypothetischen Marktmachtmissbrauchs in Deutschland stiegen die Preise in Deutschland und damit zugleich der Anreiz zu Stromimporten aus den benachbarten Strommärkten:

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 (Deutschland ist Nettoexporteur), würde Exporte verdrängen und zu höheren Importen aus dem Ausland führen. Dies zeigt, dass die tatsächlichen, beobachteten Importe das wettbewerbliche Potential ausländischer Stromerzeugungsunternehmen systematisch unterschätzen, da ausländische Stromerzeugungsunternehmen in Knappheitssituationen erheblich mehr Strom nach Deutschland exportieren würden als die historischen Nettoimporte bei funktionierendem Wettbewerb nahelegen.

Die deutsche Politik (siehe Weißbuch zum Strommarkt der Zukunft<sup>17</sup>) hat diesen wichtigen Beitrag des Auslands in Knappheitssituation mehrfach betont. Die Bedeutung wird mit dem von nationaler und europäischer Energiepolitik vorangetriebenen Ausbau der Verbindungen zukünftig weiter steigen (auch wenn die maximalen Nettoimporte auf stündlicher Ebene dadurch nicht notwendigerweise ansteigen).

- b. Der Ansatz des BKartA berücksichtigt nur rund ein Drittel der Importkapazitäten nach Deutschland

Abbildung 3 vergleicht den im Konsultationsentwurf vom Bundeskartellamt vorgeschlagenen Ansatz (Höchstwert historischer Nettoimporte im Jahr 2017) mit Angaben zu Importkapazitäten nach Deutschland:

---

<sup>16</sup> Konsultationsentwurf, Rn. 47: „Der im zweijährigen Berichtszeitraum beobachtete Höchstwert der Nettoimporte wurde dem Markt kapazitätsseitig zugerechnet. Dieser Ansatz scheint unverändert zielführend.“

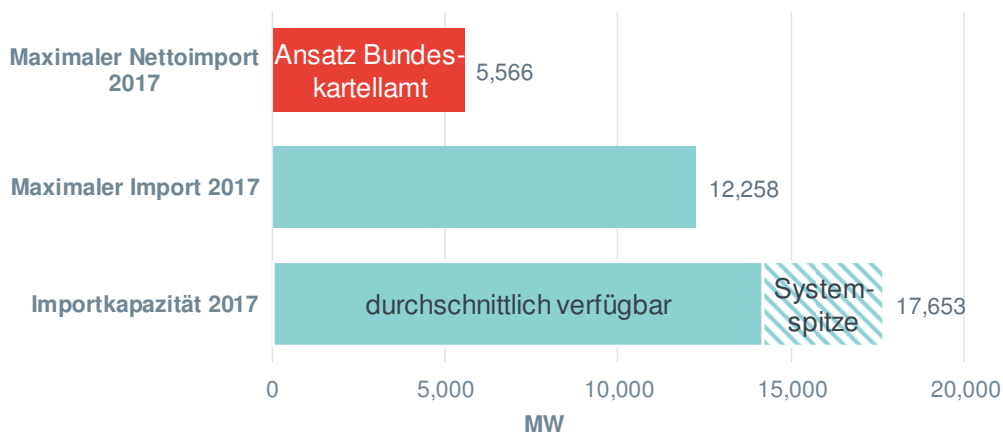
<sup>17</sup> BMWi (2015), „Ein Strommarkt für die Energiewende“, Weißbuch, S. 34: „Versorgungssicherheit muss europäisch gedacht werden. Deutschland liegt geographisch in der Mitte Europas. Bereits heute ist der deutsche Strommarkt eng mit den Strommärkten seiner Nachbarländer verbunden (siehe Abbildung 7). Die derzeit nutzbaren Transportkapazitäten liegen bei ungefähr 20 GW und ermöglichen den grenzüberschreitenden Stromhandel (r2b 2014).“

- Der Konsultationsentwurf berücksichtigt **nur 1/3 der Importkapazitäten in Knappheitszeitpunkten** – Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) führen jährlich eine Versorgungssicherheitsanalyse des europäischen Stromsystems durch.<sup>18</sup> Aufgrund der höheren Stromnachfrage ist das Winterhalbjahr hier von besonderer Relevanz. Die Fragestellung im Winter Outlook ist vergleichbar mit der Pivotanalyse: Es geht darum, ob die Nachfrage in einer besonderen Knappsituation (ENTSO-E: Peak-Stunde im Winter, Pivotanalyse: volle hypothetisches Kapazitätszurückhaltung eines großen Anbieters) noch gedeckt werden kann. Bei dem im Konsultationsentwurf vorgeschlagen Vorgehen des BKartA würde nur rund ein Drittel der Importkapazität berücksichtigt. Der disziplinierende Wettbewerbsdruck aus dem Ausland wird somit systematisch und maßgeblich erheblich unterschätzt.
- Der Konsultationsentwurf berücksichtigt **weniger als die Hälfte der durchschnittlich verfügbaren Importkapazitäten** – Die Bundesnetzagentur veröffentlicht im Rahmen des Energie-Monitorings die jährlichen Importkapazitäten, die dem Stromhandel durchschnittlich zur Verfügung standen. Danach berücksichtigt der Konsultationsentwurf 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 bisher bei funktionierendem Wettbewerb tatsächlich ergeben haben. Im Falle einer massiven Kapazitätszurückhaltung, wie in der Pivotanalyse unterstellt, dürften die aus dem Preisanstieg in Deutschland resultierenden Importflüsse deutlich höher ausfallen.

Der Vergleich zeigt deutlich, dass ein Abstellen auf historische Nettoimporte den potenziellen Wettbewerbsdruck aus dem Ausland massiv unterschätzt.

**Abbildung 3 Der Ansatz des BKartA unterschätzt die potenziellen Importmöglichkeiten bei Kapazitätszurückhaltung**



Quelle: Frontier-Gutachten, Abbildung 5, basierend auf ENTSO-E Winter Outlook 2017-18, BNetzA/BKartA, Monitoring Report 2018, S. 210, geplante stündliche grenzüberschreitende Austausch (scheduled commercial flows) von ENTSO-E Transparency Website.

<sup>18</sup> <https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/>.

**Empfehlung für den Leitfaden: In der Pivotanalyse müssen die Importkapazitäten in voller Höhe berücksichtigt werden, und nicht nur die viel zu geringen (historisch beobachteten) Nettoimporte.**

## 6. Kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht

Grundsätzlich wären 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. Die im Konsultationspapier enthaltene Beschreibung zu Mark-Ups in Knappheitssituationen (siehe hierzu Rn. 32) ist insoweit nicht weitreichend genug und birgt für die betroffenen Unternehmen weiterhin Unsicherheiten hinsichtlich des Kraftwerkseinsatzes. Mark-Ups auf die Grenzkosten können erforderlich sein, um die Vollkosten eines Kraftwerks zu decken. Ein Kraftwerkseinsatz mit dem Ziel der Vollkostendeckung kann aber mitnichten als missbräuchlich zu qualifizieren sein. Dies muss für alle Marktteilnehmer unabhängig von ihrer Marktstellung gelten. Jedes Unternehmen muss die Chance haben, seine Produktion wirtschaftlich zu betreiben und daher so anzubieten, dass die einzelne Produktionseinheit ihre Vollkosten decken kann.

Im Einzelnen:

- a. Anerkennung solcher Gebote als stets zulässig, die dem Kraftwerkseinsatz nach dem Vollkostenprinzip entsprechen

Das vom Bundeskartellamt postulierte Vollkostenprinzip begrüßen wir ausdrücklich. Wir halten eine entsprechende Prüfung bereits im Rahmen des Tatbestandsmerkmals des Missbrauchs für richtig, da das legitime Interesse eines kostendeckenden Produktionseinsatzes eben nicht als missbräuchlich zu bewerten ist. Richtigerweise sollte Kraftwerksbetreiber die entsprechende Darlegungs- und Beweislast zur Rechtfertigung ihrer Gebote nur in solchen Fällen treffen, in denen Gebote den Kraftwerkseinsatz betreffend das Vollkostenprinzip übersteigen.

Unter Vollkosten sind richtigerweise alle einsatzrelevanten Kosten (Brennstoff, CO<sub>2</sub>, Hilfs- und Betriebsstoffe) aber auch sämtliche Fixkosten, wie Personal-, Material-, Instandhaltungs- und Verwaltungskosten und Kapitalkosten sowie kommerzielle (z. B. wiederkehrende Kosten wie Ausgleichsenergie bei der Anfahrt) und technische Risiken (wie Totalausfälle) zu verstehen. Opportunitätskosten sind nicht nur bei Speichern zu berücksichtigen. Sie können gleichermaßen bei allen anderen Kraftwerksarten anfallen, wie z. B. im Zuge der kommerziellen Optimierung im Falle einer Brennstoffknappheit (z.B. bei Liefer- oder Transportengpässen). Wir verstehen daher die Formulierung „insbesondere“ im Leitfaden in Rn. 54 dergestalt, dass das Bundeskartellamt im Ergebnis unser Verständnis teilt und damit den Ansatz von Opportunitätskosten grundsätzlich für alle Kraftwerksarten anerkennt. Dies stünde im Einklang mit den Ausführungen in der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, wonach „*der Ansatz von Opportunitätskosten jedenfalls im Grundsatz nicht zu beanstanden [ist]*“.<sup>19</sup> Schließlich verstehen wir den Leitfaden dahingehend, dass im Rahmen einer Vollkostenbetrachtung die Kraftwerksbetreiber frei sind, die ihr zur Verfügung stehenden Vermarktungsmöglichkeiten frei

---

<sup>19</sup> BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, S. 189.

zu wählen, d.h. insbesondere auch zwischen den Alternativen einer Day-Ahead und Intraday Vermarktung zu wählen.

## b. Anwendung des Vollkostenprinzips auf die einzelne Anlage

Richtigerweise ist das Vollkostenprinzip auf die einzelne Anlage zu beziehen. Wir vermögen nicht nachzuvollziehen, 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 Ziel der Missbrauchsaufsicht sein.

Insofern ist allein die Betrachtung einer einzelnen Anlage (und nicht des gesamten Kraftwerksparks) der richtige Ansatz.

Es sollte auch potenziell marktbeherrschenden Unternehmen möglich sein, Spitzenlastkraftwerke wirtschaftlich zu betreiben, da hier der Wettbewerb sonst unnötig eingeschränkt würde. Auch juristisch ist die einzelne Anlage – und nicht der gesamte Kraftwerkspark – der richtige Bezugspunkt für die Vollkostenberechnung. Das Bundeskartellamt scheint im Konsultationsentwurf davon auszugehen, dass ein Kraftwerksbetreiber die Vollkosten seines Grenzkraftwerks zwar nicht über den fehlenden Deckungsbeitrag des jeweiligen Grenzkraftwerks, wohl aber über die Deckungsbeiträge seiner kostengünstigeren, „im Geld“ befindlichen Kraftwerke erwirtschaften kann. Offen bleibt nach dem Konsultationsentwurf allerdings, weshalb marktbeherrschenden Unternehmen verboten sein sollte, was nicht marktbeherrschenden Unternehmen unstreitig gestattet ist. Zwar trifft es zu, dass mit einem kostengünstigen Kraftwerk, das in der Merit Order „weiter links“ steht, auch Deckungsbeiträge für teurere, „weiter rechts“ stehende Kraftwerke erzielt werden können. Theoretisch können daher günstigere Kraftwerke das Grenzkraftwerk quersubventionieren. Dieser Effekt eines erhöhten Deckungsbeitrags günstigerer Kraftwerke beruht allerdings nicht auf einem Missbrauch von Marktmacht, sondern ist dem börslichen Einheitspreissystem immanent. Er betrifft daher jedes Unternehmen im Markt, d.h. marktbeherrschende wie nicht marktbeherrschende, in gleicher Weise. Während ein nicht marktbeherrschendes Unternehmen, das in einer beliebigen Stunde  $t$  das Grenzkraftwerk betreibt, die Vollkosten seines Grenzkraftwerks durch einen Mark-Up auf die Grenzkosten bis zur Höhe der Vollkosten decken dürfte, wäre dies einem marktbeherrschenden Unternehmen verwehrt. Dieses würde darauf verwiesen, die Vollkosten seines Grenzkraftwerks durch Quersubventionierung mittels seiner günstigeren, „im Geld“ befindlichen Kraftwerke zu decken. Unklar bleibt dabei, worin das Bundeskartellamt den besonderen Unwert einer Bepreisung des Grenzkraftwerks des marktbeherrschenden Unternehmens auf Vollkostenbasis sieht, weshalb also das marktbeherrschende Unternehmen die Vollkosten seines Grenzkraftwerks durch Quersubventionierung decken muss, das nicht marktbeherrschende Unternehmen hingegen sein Grenzkraftwerk auf Vollkostenbasis in den Markt bieten darf.

Im Ergebnis würde eine portfoliobezogene Betrachtung dazu führen, dass für alle Marktteilnehmer Anreize zur Errichtung und 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 in Spitzenlastzeiten zu einem Preisniveau im Stromgroßhandelsmarkt führen, das zu niedrig ist, um zwingend benötigte Spitzenlastkraftwerke zu betreiben. Auch für einen Zubau von Spitzenlastkapazität bestünden in diesem Fall keine Anreize. Dies steht in klarem Widerspruch zu den expliziten Zielvorstellungen wesentlicher politischer Bestrebungen, genau diese Spitzenlastkraftwerke für den Markt zu erhalten und zu gewinnen. Dies gilt unabhängig davon, ob solche Spitzenlastkraftwerke von Betreibern eines diversifizierten Kraftwerksportfolios oder einzelnen Spitzenlastkraftwerksbetreibern errichtet und betrieben werden.

Die Umsetzung auf Kraftwerksportfolio-Ebene ist überdies nicht praktikabel, da dies bedeuten würde, Vollkosten aus verschiedenen Erzeugungsgesellschaften (Legaleinheiten, die unabhängig geführt werden) zu konsolidieren und möglicherweise nicht gedeckte Kosten für die erwartete Erzeugungsmenge einzupreisen.

## **7. 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.

Wie auch in den Ausführungen zur kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht dargelegt, ist es aus unserer Sicht zutreffend, auch im Rahmen der REMIT „keine Andienungspflicht in einem bestimmten Marktsegment“ zu postulieren (vgl. Rn. 82 des Leitfadentwurfs). Auch im Rahmen der insoweit verschiedenen Vermarktungsmöglichkeiten sind entsprechende Opportunitätsverluste zu berücksichtigen.

Weiter zu begrüßen ist auch, dass das Konsultationspapier ausdrücklich festhält, dass Verkaufsangebote, die oberhalb der Grenzkosten liegen, ein legitimes Anbieterverhalten darstellen können. Das Konsultationspapier trägt damit dem Umstand Rechnung, dass es im Rahmen der REMIT um den Vorwurf der Marktmanipulation, also darum geht, ob durch den Abschluss von Handelsgeschäften falsche oder irreführende Signale hinsichtlich von Angebot und Nachfrage oder des Preises gegeben werden und dadurch ein künstliches Preisniveau erzeugt wird. Die Kosten-Preis-Relation, die im Rahmen der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht als Prüfungsparameter herangezogen werden kann, ist im Rahmen der Prüfung des Vorliegens einer Marktmanipulation zunächst irrelevant. Mit anderen Worten: Allein der Umstand eines „Mark-Ups“ auf die Grenzkosten stellt für sich genommen keine Täuschung oder Irreführung unter der REMIT dar, sondern – vorbehaltlich seiner kartellrechtlichen Zulässigkeit – ein zulässiges Angebotsverhalten.

Darüber hinaus entspricht es wirtschaftlichen Grundprinzipien, dass privatwirtschaftliches unternehmerisches Verhalten grundsätzlich auf eine Gewinnerzielungsabsicht ausgerichtet ist. Hierzu gehört auch die Berücksichtigung einer angemessenen Mindestrendite. Dies ist selbst für regulierte Monopolunternehmen wie Stromnetzbetreiber anerkannt, denen im Rahmen der Erlösregulierung auf Vollkostenbasis eine angemessene Eigenkapitalverzinsung zugestanden wird. Durch ein Angebot mit Gewinnerzielungsabsicht, d.h. ggf. auch über den Grenzkosten, wird damit aber bei keinem Marktteilnehmer ein Irrtum oder eine Fehlvorstellung über den Stromgroßhandelsmarkt hervorgerufen. Jedenfalls ein Angebot auf Vollkostenbasis einschließlich einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals kann daher keinen Vorwurf der Marktmanipulation begründen.

Überdies halten wir es nicht für realistisch, dass die seitens der Politik explizit angestrebten Anreize gerade auch für den Neubau von zwingend erforderlichen Spitzenlastkraftwerken ohne die Berücksichtigung einer angemessenen Mindestrendite bei der Kraftwerksvermarktung hinreichend existieren. Die reinen Vollkosten (ohne Berücksichtigung einer angemessenen Mindestrendite) reichen allenfalls zur Erhaltung von Bestandsanlagen. Das erklärte politische Ziel der Energiewende, neben dem Zubau der erneuerbaren Energien neue (oder optimierte ältere) und flexible Spitzenlastkraftwerke für einen Energiemix der Zukunft bereitzustellen, würde anderenfalls verfehlt. Dies kann politisch nicht gewollt sein.

Zumindest sollte darüber hinaus klargestellt werden, dass ein am „Vollkostenprinzip“ orientiertes Angebot – insoweit dann vergleichbar der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht – keine Marktmanipulation auf der Grundlage der REMIT-Verordnung sein kann, das Vollkostenprinzip also als „*safe harbour*“ dienen und so für die Marktteilnehmer Rechtssicherheit für ihr Gebotsverhalten schaffen kann (siehe vorstehende Ausführungen Seite 11 ff.). Nur mit einheitlich anwendbaren Prinzipien, die für beide Rechtsrahmen unterschiedslos gelten, kann die Einheit der Rechtsordnung gewahrt und eine konträre Beurteilung desselben Sachverhalts vermieden werden.

Sofern Preisspitzen unter kartellrechtlichen Gesichtspunkten gerechtfertigt sind, muss Gleiches auch für die REMIT gelten. Denn ein Angebot von Stromprodukten oder eine hierauf bezogene Transaktion zu einem kartellrechtlich nicht zu beanstandenden Preis setzt keine falschen oder irreführenden Signale im Markt, sondern bildet lediglich den Markt als solchen ab. Solange daher keine Täuschungshandlungen oder Irreführungen jenseits des kartellrechtlich zulässigen Angebots über Grenzkosten hinzutreten, kann ein kartellrechtlich gerechtfertigter Preis keinen Verstoß gegen die REMIT begründen. Im Interesse der Rechtssicherheit würden wir daher eine entsprechende Klarstellung im Leitfaden begrüßen.

\* \* \* \*