



Bundeskartellamt

Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie

(Marktmachtbericht)

Dezember 2019



Offene Märkte | Fairer Wettbewerb

Marktmachtbericht

Bericht gemäß § 53 Abs. 3 Satz 2 GWB

Az. B8-16/19

Dezember 2019

Kontakt

Bundeskartellamt

8. Beschlussabteilung

Kaiser-Friedrich-Straße 16

53113 Bonn

poststelle@bundeskartellamt.bund.de

www.bundeskartellamt.de

Inhaltsverzeichnis

A. Zusammenfassung (executive summary)	1
B. Hintergrund, Ziele und Vorgehensweise	4
C. Marktabgrenzung Stromerstabsatzmarkt	7
I. Sachliche Marktabgrenzung	7
1. Stromerstabsatz	7
2. Eigenverbrauch und Bahnstrom	7
3. Regelenergie	8
4. Reservekapazitäten	9
5. Redispatch	9
6. Nach EEG geförderte Strommengen	10
II. Räumliche Marktabgrenzung	12
1. Grundlagen	13
2. Durchgeführte Analysen	13
III. Zeitliche Marktabgrenzung	17
D. Marktmachtverhältnisse auf dem Stromerstabsatzmarkt	19
I. Marktanteile	20
II. Residual Supply Index (RSI)	23
1. Konzept des RSI	24
a) Grundkonzept	24
b) Berechnungsmethode	25
aa) Abbildung der sachlichen Marktabgrenzung	25
bb) Abbildung der räumlichen Marktabgrenzung	26
cc) Abbildung der zeitlichen Marktabgrenzung	27
2. Konkrete Umsetzung der RSI-Berechnung	28
a) Datengrundlage	28
b) Datenbereinigung und -validierung	30
c) Ableitung der Berechnungsgrößen aus der Datengrundlage	32

d) Approximation nicht im EIN erfasster Anlagen.....	33
3. Berechnungen und Sensitivitätsbetrachtungen.....	34
a) Import-Export-Salden	34
b) Ergebnisse der RSI-Berechnung	37
c) Sensitivität der RSI-Werte im Grenzbereich des Schwellenwertes	38
d) Sensitivität der RSI-Werte gegenüber der Nicht-Einbeziehung der EEG-Mengen in den Stromer Absatzmarkt	41
e) Optionen der Abbildung des ausländischen Wettbewerbspotentials	43
III. Der Return on Withholding Capacity Index	50
E. Wettbewerbliche Würdigung und Perspektiven.....	52

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Relative Preisgleichheit im Zeitverlauf	15
Abbildung 2: Mittlere Preisdifferenzen im Zeitverlauf	16
Abbildung 3: Gesamtproduktion nach EIN und ENTSO-E	30
Abbildung 4: Abweichung zwischen EIN- und ENTSO-E-Daten zur Kraftwerksproduktion ...	31
Abbildung 5: Stündliche Nettoimporte im Jahresverlauf (1.10.2018-30.9.2019)	35
Abbildung 6: Quantile der Nettoimporte	36
Abbildung 7: Verhältnis von inländischer Knappheit auf dem Stromer Absatzmarkt zu den viertelstündlichen Einspeisungen auf Basis von Sonne und Wind	42
Abbildung 8: Maximaler Monatlicher Nettoimport	46
Abbildung 9: Werte der Nettoimporte nach Dauer der inländischen Knappheit	48

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Preisgleichheitsraten zwischen der Gebotszone DE-LU und angrenzenden Gebotszonen.....	15
Tabelle 2: Marktanteile der fünf größten Stromerzeuger 2018 nach Kapazität.....	21
Tabelle 3: Marktanteile der fünf größten Stromerzeuger 2018 nach Erzeugung	22
Tabelle 4: Viertelstündliche Marktanteile bei der Erzeugung über den Berichtszeitraum in Quantilen.....	23
Tabelle 5: Zeitanteil mit RSI < 1,0 je Unternehmen unter Einbeziehung von 7.649 MW ausländischer Erzeugungskapazität.	37
Tabelle 6: Zeitanteil mit RSI < 1,0 je Unternehmen unter Einbeziehung von 5.062 MW ausländischer Erzeugungskapazität	38
Tabelle 7: 5 %-höchster RSI-Wert je Unternehmen bei 7.649 MW ausländischer Erzeugungskapazität.....	39
Tabelle 8: 5 %-höchster RSI-Wert je Unternehmen bei 5.062 MW ausländischer Erzeugungskapazität.....	40
Tabelle 9: Jahreszeitlicher maximaler Nettoimport	47
Tabelle 10: Höchstwerte der Nettoimporte nach Länge der inländischen Knappheit.....	49

Abkürzungsverzeichnis

ABl.	Amtsblatt
Abs.	Absatz
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
Art.	Artikel
Aufl.	Auflage
Az.	Aktenzeichen
BGBI.	Bundesgesetzblatt
BGH	Bundesgerichtshof
BKartA	Bundeskartellamt
BNetzA	Bundesnetzagentur
BT-Drs.	Bundestag Drucksache
B. v.	Beschluss vom
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CO ₂	Kohlendioxid
d. h.	das heißt
DICE	Düsseldorf Institute for Competition Economics
ebda.	ebenda
EIN	Energieinformationsnetz
E.ON	E.ON SE, Essen
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist)
EL	Ergänzungslieferung
ehem.	ehemalig
EnBW	Energie Baden-Württemberg AG, Stuttgart
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity

EnWG	Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621) zuletzt geändert durch Art. 1 G v. 13.5.2019 I 706
EU	Europäische Union
EuGH	Europäischer Gerichtshof
EUR	Euro
f./ff.	folgende
FB	Fallbericht
FKVO	Fusionskontrollverordnung, Verordnung (EU) 139/2004 des Rates über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen, ABl. 2004 L 24/1
Fn.	Fußnote
ggf.	gegebenenfalls
GW	Gigawatt
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. Juni 2013 (BGBl. I S. 1750, 3245), das zuletzt durch Artikel 10 des Gesetzes vom 12. Juli 2018 (BGBl. I S. 1151) geändert worden ist
GWh	Gigawattstunde
i. S. d.	im Sinne des
i. V. m.	in Verbindung mit
insb.	insbesondere
KOM	Europäische Kommission
LEAG	Lausitz Energie Bergbau AG und Lausitz Energie Kraftwerke AG
Leitfaden Missbrauchsaufsicht	Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt v. 27.9.2019 Leitfaden für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel
lit.	litera (Buchstabe)
MVV	Mannheimer Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft AG, Mannheim
MW	Megawatt

MWh	Megawattstunde
Nr.	Nummer
OLG	Oberlandesgericht
PM	Pressemitteilung
Rn.	Randnummer
RWC	Return on Withholding Capacity Index
RWE	RWE AG, Essen
RS	Rechtssache
RSI	Residual Supply Index
S.	Seite
Sektoruntersuchung Stromerzeugung/-großhandel	
	Bundeskartellamt v. Januar 2011, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel
SMARD	„Strommarktdaten“ (Informationsplattform der Bundesnetzagentur)
Slg.	Sammlung der Rechtsprechung des Gerichtshofes und des Gerichts Erster Instanz
sog.	sogenannten
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist
TWh	Terawattstunde
u. a.	unter anderem
Uniper	Uniper SE, Düsseldorf
vgl.	vergleiche
z. B.	zum Beispiel
ZEW	Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung

A. Zusammenfassung (executive summary)

- 1 Das Bundeskartellamt legt hiermit den ersten selbständigen Marktmachtbericht vor.¹ Der Bericht deckt den Zeitraum seit der Aufteilung der Stromgebotszone am 1. Oktober 2018 bis einschließlich 30. September 2019 ab. Die Unternehmen erhalten damit entsprechend den Zielen des Marktmachtberichts aktuelle Informationen über ihre Marktstellung auf Grundlage transparenter Methoden. Damit werden sie bei der Selbsteinschätzung ihrer Marktstellung effektiv unterstützt.
- 2 Der Bundesgesetzgeber traf mit dem Strommarktgesetz² eine Entscheidung gegen die Einführung eines Kapazitätsmarktes und für den sogenannten Strommarkt 2.0. In diesem sollen sich Kapazitäten allein über marktliche Preise refinanzieren, die unter Beachtung der Marktordnungsrechte – insb. Kartellrecht und REMIT – gesetzt werden. Aus einer verfehlten Vorstellung der Unternehmen über die Reichweite dieser ordnungsrechtlichen Regelungen könnten sich negative Rückwirkungen auf die Kapazitätsrefinanzierung und die resultierenden Investitionsanreize ergeben. Um eine zutreffende rechtliche Selbsteinschätzung der Unternehmen zu fördern, haben Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt bereits einen Leitfaden für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel veröffentlicht.³ Um die Selbsteinschätzung der Unternehmen hinsichtlich ihrer Marktposition wirksam zu unterstützen, erhielt das Bundeskartellamt zudem die Aufgabe, in Form des Marktmachtberichts gesondert über die Wettbewerbssituation bei der Erzeugung elektrischer Energie zu berichten (§ 53 Abs. 3 Satz 2 GWB).
- 3 Der Berichtsauftrag zum Marktmachtbericht deckt grundsätzlich alle Aspekte der Stromerzeugung ab. Der vorliegende Bericht konzentriert sich jedoch allein auf den sogenannten Stromerstabatzmarkt. In der letzten Zeit waren zwar im Bereich der Regelenergie vereinzelt ungewöhnlich hohe Preise zu beobachten. Der maßgebliche Ordnungsrahmen ist allerdings jüngst mehrfach geändert worden, und weitere Änderungen stehen bevor. Eine notwendigerweise vergangenheitsbezogene Analyse dieses Bereichs im vorliegenden Marktmachtbericht wäre daher für die zukünftige Selbsteinschätzung der Unternehmen wenig informativ. Für den hier ausschließlich analysierten Stromerstabatzmarkt werden in dem Bericht entsprechend dem gesetzlichen Auftrag Indikatoren

¹ Siehe zuvor bereits die Konzentrationsberichterstattung für das jeweilige Vorjahr in den Energie-Monitoringberichten, zuletzt BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2019, S. 42 ff.

² BGBl. I 2016, 1786.

³ BNetzA und BKartA v. 27.9.2019, Leitfaden für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel, abrufbar unter www.bundeskartellamt.de -> Missbrauchsaufsicht -> Materialien.

über die Marktstellung der größten Stromerzeugungsunternehmen ermittelt und tentative Schlussfolgerungen zu den Marktmachtverhältnissen gezogen.

- 4 Der Stromerstabsatzmarkt umfasst die Erzeugung elektrischer Energie für die Allgemeine Versorgung und deren erstmaligen Absatz. Nicht einzubeziehen sind dabei (industrielle) Eigenerzeugung, Bahnstrom, Regelenergie, Redispatch und die verschiedenen Reserven. Weiterhin sind nach dem EEG geförderte Erzeugungsmengen nicht dem Stromerstabsatzmarkt zuzurechnen, da sie unter den gegebenen Umständen von den Wettbewerbskräften dieses Marktes entkoppelt sind. Räumlich umfasst der Stromerstabsatzmarkt das deutsch-luxemburgische Marktgebiet und seit der Einführung der Engpassbewirtschaftung zum 1. Oktober 2018 nicht mehr das österreichische Marktgebiet. In zeitlicher Hinsicht hält das Bundeskartellamt an einer Marktabgrenzung fest, die über die 15-minütige Abrechnungsperiode des Bilanzkreissystems hinausreicht und regelmäßig einen Jahreszeitraum umfasst.
- 5 Für eine Marktmachtanalyse stehen grundsätzlich verschiedene Indikatoren zur Verfügung. Die in vielen anderen Märkten aussagekräftige Höhe der Marktanteile – der größte Stromerzeuger RWE produziert rund 30 Prozent der Menge – ist für die Erfassung der Marktmachtverhältnisse auf dem Stromerstabsatzmarkt allerdings nur eingeschränkt geeignet. Grund sind dessen Besonderheiten: die fehlende Speicherbarkeit von Strom, eine kurzfristig sehr unelastische Nachfrage sowie die systemische Bedeutung der Gesamtbedarfsdeckung und mithin Versorgungssicherheit. In der kartellrechtlichen Praxis und auch in diesem Bericht wird daher für den Stromerstabsatzmarkt auf den Residual Supply Index (RSI) zurückgegriffen. Dieser bemisst im Zeitverlauf, ob und inwieweit die Stromerzeugungskapazitäten eines Unternehmens unverzichtbar für die Deckung der Nachfrage sind. Aus dem wissenschaftlichen Raum wird ferner der Return on Withholding Capacity Index (RWC) als Marktmachtindikator vorgeschlagen, der neben Kapazitäten auch Kostenstrukturen und die Elastizität der Nachfrage berücksichtigt. Nach derzeitiger Einschätzung des Bundeskartellamtes könnte der RWC den RSI bei einer sachgerechten Umsetzung und einer zuverlässigen Ermittlung der komplexen Datengrundlagen als Screeninginstrument zukünftig ggf. sinnvoll ergänzen.
- 6 Zur Berechnung des RSI hat das Bundeskartellamt auf die Daten des Energieinformationsnetzes (EIN) der Übertragungsnetzbetreiber zurückgegriffen, das diese operativ zur Steuerung von Redispatcheinsätzen verwenden. Kraftwerke, die in diesem Datensatz nicht enthalten sind, wurden aus vorhandenen Daten approximiert. Weiter wurden öffentlich verfügbare Fundamentaldaten zum Strommarkt von ENTSO-E verwendet, auf die größtenteils über die SMARD-Plattform zugegriffen worden ist. Für die Zuordnung

von Kraftwerken zu einzelnen Unternehmen konnte das Bundeskartellamt hingegen auf eigene Erkenntnisse aus dem Energiemonitoring zurückgreifen.

- 7 Für eine sachgerechte Erfassung des ausländischen Wettbewerbspotentials im Rahmen der RSI-Berechnung ist die Abbildung von Exporten und Importen von erheblichem Gewicht. Importe wirken wie zusätzliche Erzeugungskapazitäten, Exporte wie zusätzliche Nachfrage. Die Flussrichtung ändert sich dabei allerdings teilweise täglich mehrfach; Deutschland ist derzeit in rund 25 Prozent der Zeit Nettoimporteur. Der vom Bundeskartellamt in der Vergangenheit bei der RSI-Berechnung berücksichtigte Höchstwert der Nettoimporte hat sich in den letzten zwei Jahren rund verdoppelt, ohne dass sich der Kraftwerkspark oder die Nachfrage sprunghaft entwickelt hätten; Höchstwerte werden zudem nur extrem selten erreicht. Im Rahmen der RSI-Berechnung hat das Bundeskartellamt daher alternativ angenommen, dass der 99 Prozent bzw. der 95 Prozent höchste Wert der Nettoimporte ständig als latente Erzeugungskapazität aus dem Ausland zur Deckung inländischer Nachfrage zur Verfügung steht. Um die Darstellung der RSI-Analyse im Hinblick auf das Ausmaß der Unverzichtbarkeit eines Anbieters zu verbessern, wurde ferner angegeben, inwieweit die Unternehmen in den kritischsten 5 Prozent der Zeit zur Deckung der Nachfrage unverzichtbar gewesen sind.
- 8 Nach den vom Bundeskartellamt durchgeführten Analysen ist derzeit allein RWE in einem erheblichen Teil der Zeit für die Deckung der Nachfrage unverzichtbar, dies jedoch noch nicht in einem die Annahme der Marktbeherrschung rechtfertigenden Umfang. Die durchgeführten Analysen zeigen jedoch auch, dass sich eine marktbeherrschende Stellung von RWE bereits bei einer vergleichsweise geringfügigen weiteren Verknappung der Marktverhältnisse ergeben könnte. Dann stiege die Bedeutung des verbleibenden größten Anbieters überproportional. Die Entwicklung der Marktmachtverhältnisse bedarf daher vor dem Hintergrund des bevorstehenden endgültigen Atomausstiegs und des beabsichtigten, allerdings noch nicht endgültig konkretisierten Kohleausstiegs weiterhin der genauen Beobachtung.
- 9 Durch die weitere Verknappung inländischer Erzeugungskapazitäten dürfte auch die Bedeutung von Stromimporten für die Deckung der Nachfrage und die Gewährleistung der Versorgungssicherheit zunehmen. Die Frage nach deren angemessener Berücksichtigung im Zuge der Marktmachtanalyse bleibt daher weiter aktuell. Der bisher vom Bundeskartellamt gewählte Ansatz, das ausländische Wettbewerbspotential über die Berücksichtigung von Import-Höchstwerten zu erfassen, hätte in der europaweiten Perspektive eine systematische und zunehmend erhebliche Überzeichnung der insgesamt zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazität zur Folge. Er wird daher in dieser Form

nicht mehr weiterverfolgt. Den zu der relevanten Fragestellung in diesem Bericht vorgenommenen Überlegungen und Analysen für alternative Ansätze wird das Bundeskartellamt in Zukunft ein besonderes Augenmerk widmen.

- 10 Insbesondere wegen der mit dem fortschreitenden Atomausstieg bevorstehenden weiteren Marktverknappung erwägt das Bundeskartellamt, den nächsten Marktmachtbericht bereits im Jahr 2020 zu veröffentlichen.

B. Hintergrund, Ziele und Vorgehensweise

- 11 Mit dem Strommarktgesetz hat sich der Gesetzgeber für die Weiterentwicklung des bestehenden Strommarktdesigns und gegen einen Kapazitätsmarkt entschieden. Ein wesentlicher Inhalt des weiterentwickelten Strommarktes (Strommarkt 2.0) ist die Stärkung von Marktmechanismen. Über diese Marktmechanismen und -preise sollen sich zugleich die benötigten konventionellen, d. h. insbesondere nicht nach dem EEG geförderten Stromerzeugungskapazitäten refinanzieren. Bei einer Preisbildung über Marktmechanismen, die Preisspitzen nach wettbewerblichen Grundsätzen zulässt, bleiben die allgemein geltenden gesetzlichen Regeln zu beachten. Daher ist ein zutreffendes Verständnis der Reichweite der einschlägigen Verbote bei den Marktakteuren förderlich. Zur Erläuterung der rechtlichen Rahmenbedingungen hatte das Bundeskartellamt daher im Zuge der politischen Diskussion zum Strommarkt 2.0 vorgeschlagen, einen Leitfaden zu veröffentlichen,⁴ auch um teilweise von Marktakteuren vorgetragene Unsicherheiten auszuräumen. Die Bundesregierung hat diesen Vorschlag aufgegriffen.⁵ Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt haben daraufhin am 27. September 2019 den Leitfaden für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel (Leitfaden Missbrauchsaufsicht) veröffentlicht.⁶ Im Zuge dessen sind die wesentlichen kartellrechtlichen Fragen der Branche beantwortet worden.
- 12 Ergänzend zum Leitfaden Missbrauchsaufsicht hat der Bundesgesetzgeber mit dem Strommarktgesetz dem Bundeskartellamt im neuen § 53 Abs. 3 Satz 2 GWB aufgegeben, über die Monitoringergebnisse zu den „Wettbewerbsverhältnissen im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie“ gesonderte, periodische Berichte zu verfassen. Dieser

⁴ Vgl. BKartA, Stellungnahme zum Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch) „Ein Strommarkt für die Energiewende“, 27.2.2015, S. 7.

⁵ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Juli 2015, Ergebnispapier „Ein Strommarkt für die Energiewende“ (Weißbuch), S. 61.

⁶ Abrufbar unter www.bundeskartellamt.de -> Missbrauchsaufsicht -> Materialien.

sogenannte Marktmachtbericht „verschafft den Unternehmen Klarheit bei der Beurteilung, ob sie marktbeherrschend sind“. ⁷ Er bildet mit dem Leitfaden Missbrauchsaufsicht ein informatorisches Tandem, das den Marktteilnehmern eine klare Einschätzung ihrer Marktposition und der jeweils geltenden, ordnungsrechtlichen Regeln ermöglichen soll. Damit erfährt der Bereich der Erzeugung elektrischer Energie gegenüber allen anderen Märkten insoweit eine privilegierte Behandlung, als über das durch konkrete Einzelfallentscheidungen überhaupt erzielbare Maß hinaus die Selbstveranlagung durch die betroffenen Unternehmen unterstützt und das im Markt vorherrschende Maß an Rechtssicherheit gesteigert wird.

- 13 Die Regierungsbegründung zum Strommarktgesetz konkretisiert die Ziele des Marktmachtberichts. Demnach soll der Marktmachtbericht den Erzeugungsunternehmen „bedarfsgerechte, aktuelle und auf diese Märkte konzentrierte Informationen“ in Bezug auf ihre Marktmachtposition zur Verfügung stellen. ⁸ Der Marktmachtbericht hat allerdings keine rechtliche Bindungswirkung, auch nicht für die zuständige Beschlussabteilung des Bundeskartellamtes. Er soll den Erzeugungsunternehmen vielmehr lediglich in Bezug auf die Beurteilung, ob sie marktbeherrschend im Sinne von § 18 GWB bzw. Art. 102 AEUV sind, eine Orientierung verschaffen. ⁹
- 14 Der vorliegende erste separat veröffentlichte Marktmachtbericht erscheint weniger als ein Jahr nach der Freigabe der Übernahme einer Minderheitsbeteiligung von 16,67 Prozent der Anteile an E.ON durch RWE. ¹⁰ Mit einer taggleichen Entscheidung hatte ferner die Europäische Kommission die Übernahme nicht vernachlässigbarer Kraftwerkskapazitäten von E.ON durch RWE freigegeben. ¹¹ Im Rahmen der erforderlichen Prüfungen hat das Bundeskartellamt erstmals seit der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/-großhandel, ¹² deren Abschlussbericht 2011 vorgelegt worden ist, für die eingehende Analyse und Bewertung der Marktstellung von RWE auf dem Stromerstabsatzmarkt den Residual Supply Index (RSI) ¹³ berechnet. Die Analysen ergaben, dass RWE zwar bereits in einer nicht unerheblichen Anzahl von Stunden des betrachteten Zwölfmonatszeitraums unverzichtbar für die Deckung der Stromnachfrage war. Die Zahl pivotaler Stunden erreichte

⁷ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Juli 2015, Ergebnispapier „Ein Strommarkt für die Energiewende“ (Weißbuch), S. 61.

⁸ BT-Drs. 18/7317, S. 131.

⁹ Ebda.

¹⁰ BKartA, PM v. 26.2.2019 und FB v. 31.5.2019, B8-28/19 – RWE/E.ON, beide abrufbar unter www.bundeskartellamt.de.

¹¹ KOM, PM v. 26.2.2019, IP/19/1432 in COMP/M.8871 – RWE/E.ON-Vermögenswerte; die Entscheidung nach Art. 6 Abs. 1 lit. b FKVO ist zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Marktmachtberichts noch nicht veröffentlicht.

¹² Abrufbar unter www.bundeskartellamt.de -> Über uns -> Publikationen -> Sektoruntersuchungen.

¹³ Siehe die ausführliche Erläuterung dieses Indikators unten ab Rn. 61.

jedoch noch nicht das für die Annahme einer marktbeherrschenden Stellung erforderliche Niveau. Nach den durchgeführten Analysen dürfte RWE mit Vollzug des Atomausstieges zwar Marktmacht in einem Umfange zuwachsen, dass die Schwelle zur Marktbeherrschung überschritten werden könnte. Dieser Zuwachs wäre aber unabhängig von der geprüften Transaktion, deren Wirkungen mit Vollzug des Atomausstieges Ende 2022 nahezu vollständig entfallen sein werden.¹⁴

- 15 Die übergreifende Zielsetzung des Marktmachtberichts betrifft grundsätzlich die Wettbewerbsverhältnisse aller Bereiche der Erzeugung elektrischer Energie, also auch die Bereiche der Systemdienstleistungen wie z. B. Regelenergie oder Redispatch. Diese Bereiche der Stromerzeugung wurden im Jahr 2017 vom Bundeskartellamt im Fusionskontrollverfahren EnBW/MVV mit Blick auf die Marktstellung der Zusammenschlussbeteiligten untersucht und in diesem Kontext nicht als problematisch eingestuft.¹⁵ Der Bereich der Regelenergie war seither mehreren Umstellungen des Marktdesigns unterworfen.¹⁶ Im Zuge dieser Umstellungen kam es unter verschiedenen Marktdesigns zwar zu auffälligen Preisspitzen. Auch auf Sicht werden sich die maßgeblichen Rahmenbedingungen jedoch durch die schrittweise Umsetzung¹⁷ der Systemausgleichsleitlinie¹⁸ dynamisch fortentwickeln. Eine notwendig vergangenheitsbasierte Analyse der Marktverhältnisse hätte daher nur eine eingeschränkte Aussagekraft für die Zukunft. Auch mit Blick auf das am 1. Oktober 2018 vollzogene Ausscheiden Österreichs aus der deutsch-luxemburgischen Stromgebotszone ist es daher sachgerecht,¹⁹ die Marktmachtanalyse in dem vorliegenden Marktmachtbericht auf die aktuelle Wettbewerbssituation bei der Stromerzeugung für die Allgemeine Versorgung, d. h. den sogenannten Stromerstabsatzmarkt, zu fokussieren. Im Folgenden wird daher zunächst der Stromerstabsatzmarkt abgegrenzt (C.). Hierauf aufbauend werden verschiedene Marktmachtindikatoren diskutiert und ermittelt (D.) und diese abschließend gewürdigt (E.).

¹⁴ BKartA, FB v. 31.5.2019, B8-28/19, S. 8 f. – RWE/E.ON.

¹⁵ BKartA, B. v. 13.12.2017, B4-80/17, Rn. 107 ff. bzw. Rn. 124 ff. – EnBW/MVV.

¹⁶ Vgl. insb. BNetzA, B. v. 8.5.2019, BK6-18-019 und -020, OLG Düsseldorf, B. v. 11.7.2018 und 22.7.2019 - VI-3 Kart 806/18.

¹⁷ Vgl. insb. BNetzA, B. v. 2.10.2019, BK6-18-004-RAM.

¹⁸ Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23.11.2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, ABl. L 312, 6.

¹⁹ Vgl. BT-Drs. 18/7317, S. 131.

C. Marktabgrenzung Stromerstabsatzmarkt

- 16 Der Bewertung der Wettbewerbssituation im Bereich der Stromerzeugung für die Allgemeine Versorgung, dem sogenannten Stromerstabsatzmarkt, und der Identifikation möglicherweise bestehender Marktmacht ist die Abgrenzung der jeweils betrachteten relevanten Märkte dienend vorgelagert. Mit Hilfe der Marktabgrenzung werden diejenigen wettbewerblichen Kräfte erfasst und abgebildet, denen die Anbieter in sachlicher (I.), räumlicher (II.) und zeitlicher Hinsicht (III.) tatsächlich unterliegen und die deren Verhaltensspielraum kontrollieren.

I. Sachliche Marktabgrenzung

1. Stromerstabsatz

- 17 Das Bundeskartellamt grenzt in ständiger Praxis einen sachlich relevanten Markt für den erstmaligen Absatz von Strom mit physischer Erfüllung ab (Stromerstabsatzmarkt). Das sich daran anschließende Zweitgeschäft der Marktteilnehmer mit Elektrizität im Groß- und Einzelhandel ist zur Vermeidung von Doppelzählungen und mangels Rückwirkungen auf den Erstabsatz nicht Teil des sachlichen Marktes.²⁰
- 18 Stromerzeugungsmengen und -kapazitäten gehören dem Stromerstabsatzmarkt nur insoweit an, als sie zur Befriedigung derselben Nachfrage nach Strom geeignet und daher aus Sicht der Nachfrager austauschbar sind. Diese Voraussetzung ist für die Stromproduktion zum Eigenverbrauch und für die Einspeisung in das Bahnstromnetz (2.), die Regelenergie (3.), Reservekapazitäten (4.) und Redispatch (5.) nicht erfüllt. Angebotsseitig sind ferner solche Stromerzeugungsmengen nicht dem Erstabsatzmarkt zuzurechnen, die z. B. aufgrund besonderer gesetzlicher Vorgaben grundlegend anderen Markt- und Wettbewerbsbedingungen unterliegen. Daher ist die nach EEG geförderte Stromerzeugung nicht Teil des Stromerstabsatzmarktes (5.).

2. Eigenverbrauch und Bahnstrom

- 19 Im Erstabsatzmarkt werden nur solche Strommengen berücksichtigt, die in das Netz der Allgemeinen Versorgung eingespeist werden.²¹ Demnach sind Bahnstrom²² und (nicht-eingespeister, meist industrieller) Eigenverbrauch²³ nicht Teil des Stromerstabsatzmark-

²⁰ BGH, B. v. 11. November 2008, KVR 60/07 – E.ON/Eschwege.

²¹ BKartA, FB v. 31.5.2019, B8-28/19, S. 5 – RWE/E.ON.

²² BKartA, Januar 2011, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, S. 44.

²³ BKartA, Januar 2011, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, S. 45.

tes. Sie befriedigen von der Allgemeinen Versorgung abzugrenzende Arten von Nachfrage und sind daher auch nicht mit den Wettbewerbskräften aus diesem Markt reaktionsverbunden.

3. Regelenergie

- 20 Einige Kraftwerke, die grundsätzlich für die Allgemeine Versorgung eingesetzt werden, erbringen (zeitweise) zudem Regelenergie für die Übertragungsnetzbetreiber bzw. sind dafür zumindest präqualifiziert oder geeignet. Regelenergie versetzt die systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber in die Lage, Einspeisung und Entnahme von Strom aus dem Netz der Allgemeinen Versorgung zur Aufrechterhaltung der Netzfrequenz und mithin der Systemstabilität zu jedem Zeitpunkt hinreichend genau ausgleichen zu können. Im Falle der Erhöhung der Einspeisung trägt die positive Regelarbeit zwar auch zur Deckung der Allgemeinen Versorgung bei. Angebot und Nachfrage von Regelenergie unterliegen allerdings einer Reihe von Besonderheiten, die für eigenständige Märkte für Regelenergie sprechen. Regelenergie ist folglich nicht Teil des Stromerstattungsmarktes. Diese Beurteilung entspricht auch der Entscheidungspraxis der Europäischen Kommission.²⁴
- 21 Nachfrager von Regelenergie sind allein die Übertragungsnetzbetreiber. Diese beschaffen Regelenergie in gesonderten, genau geregelten Auktionen (§ 22 EnWG, §§ 6 ff. StromNZV sowie Festlegungen der Bundesnetzagentur).²⁵ Regelenergie wird ferner in fünf verschiedenen Qualitäten/Richtungen beschafft, die zeitlich feiner gegliedert sind als das 15-Minuten-Raster des dem Stromgroßhandel zugrundeliegenden Bilanzierungsregimes. Die Vorhaltung von Regelleistung wird zudem gesondert vergütet, während Gegenstand des Stromgroßhandels die Lieferung von Strommengen zu bestimmten Zeitpunkten ist. Insoweit Stromerzeugungsanlagen Regelleistung vorhalten, können sie die so gebundene Erzeugungskapazität auch nicht mehr für die Allgemeine Versorgung einsetzen.
- 22 Lediglich im Bedarfsfall rufen die Übertragungsnetzbetreiber von der vorgehaltenen Regelleistung tatsächlich Strommengen (Regelarbeit) ab und vergüten diese. Während die Kosten für die Vorhaltung der Regelleistung in die Netzentgelte einfließen, werden die Kosten für die abgerufene Regelarbeit in Form des Ausgleichsenergiepreises denjeni-

²⁴ Vgl. Entscheidungen der KOM COMP/M.6225 Molaris/Commerz Real/RWE/Amprion v. 23.8.2011, Rn. 14 ff., COMP/M.5978 GDF Suez/International Power v. 26.1.2011, Rn. 12 und 47 ff., COMP/M.5467 RWE/Essent v. 23.9.2009, Rn. 21.

²⁵ Vgl. die Nachweise in den Fn. 16 bis 18 zu Rn. 15.

gen Bilanzkreisverantwortlichen berechnet, die durch ein Ungleichgewicht zwischen Einspeisungen und Entnahmen in dem von ihnen verantworteten Bilanzkreis zu dem Regelbedarf beigetragen haben. Hintergrund hierfür ist, dass Bilanzkreisverantwortliche zum Ausgleich ihres Bilanzkreises verpflichtet sind, um so die Systemstabilität aufrechtzuerhalten.

- 23 Um Regelenenergie anbieten zu können, müssen sich die einzelnen Kraftwerke der Erzeugungsunternehmen für die Erbringung der jeweiligen Regelenenergiequalität beim Übertragungsnetzbetreiber präqualifizieren. Das heißt, sie müssen über das für den regulären Kraftwerksbetrieb Erforderliche hinaus nachweisen, dass sie die notwendigen technischen Voraussetzungen erfüllen, die sich je nach Regelenenergiequalität unterscheiden. Nicht alle Kraftwerke können dabei für jede Regelenenergieart eingesetzt werden. Aus diesen Gründen können die Übertragungsnetzbetreiber, die Regelenenergie benötigen, ihren Bedarf auch grundsätzlich nicht im Stromgroßhandel decken, und Preiserhöhungen bei den Regelenenergieprodukten haben nicht zur Folge, dass die Nachfrager auf die Produkte des Stromgroßhandels ausweichen (können). Es besteht demzufolge aus Nachfragesicht keine Austauschbarkeit der Regelenenergieprodukte mit den Produkten des Stromgroßhandels.

4. Reservekapazitäten

- 24 Etliche Stromerzeugungskapazitäten sind der Netzreserve,²⁶ der Sicherheitsbereitschaft²⁷ oder der Kapazitätsreserve²⁸ zugeordnet oder besondere technische Betriebsmittel.²⁹ Gemeinsames Charakteristikum dieser Kapazitäten ist, dass sie grundsätzlich vom Stromerstabsatzmarkt ausgeschlossen sind, der Allgemeinen Versorgung mit Strom allenfalls in Sondersituationen dienen und dann auch nicht im Wettbewerb mit anderen Stromerzeugungskapazitäten stehen. Sie üben daher keinen Wettbewerbsdruck auf am Markt tätige Stromerzeugungskapazitäten aus und sind folglich auch nicht Teil des Stromerstabsatzmarktes.

5. Redispatch

- 25 Kraftwerkskapazitäten, die grundsätzlich im wettbewerblichen Erstabsatz für die Allgemeine Versorgung eingesetzt werden, unterliegen zudem zeitweilig besonderen, gesetz-

²⁶ § 13d EnWG mit Netzreserveverordnung vom 27. Juni 2013 (BGBl. I S. 1947), die zuletzt durch Artikel 15 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist.

²⁷ § 13e EnWG mit Kapazitätsreserveverordnung vom 28. Januar 2019 (BGBl. I S. 58).

²⁸ § 13f EnWG.

²⁹ § 11 Abs. 3 EnWG.

lichen Anforderungen, die ihre Tätigkeit am Stromer Absatzmarkt einschränken. So haben in den vergangenen Jahren Anlagen, die grundsätzlich am Erstabsatzmarkt eingesetzt werden, in zunehmendem Maße auf Anweisung der Übertragungsnetzbetreiber Redispatch-Leistungen erbracht. Redispatch bezeichnet die Aufforderung zur Anpassung der Leistungsein- bzw. -ausspeisung von Anlagen zur Stromerzeugung bzw. zum Stromverbrauch durch den Übertragungsnetzbetreiber mit dem Ziel, auftretende Engpässe im Übertragungsnetz zu vermeiden oder zu beseitigen. Die Erbringung von Redispatch ist gemäß § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG i. V. m. § 13a EnWG verpflichtend für betroffene Anlagenbetreiber.

- 26 Im Erstabsatzmarkt berücksichtigt werden können Kraftwerkskapazitäten nur insoweit, wie sie Strommengen für diesen Markt unter Berücksichtigung der maßgeblichen Erzeugungskosten und Preissignale im Wettbewerb anbieten. Bei der Erbringung von Redispatch-Leistungen handelt es sich um vom Übertragungsnetzbetreiber vorgenommene Eingriffe in die markt- und wettbewerbsorientierte Kraftwerkssteuerung. Die durch Redispatch-Eingriffe belegte Kraftwerkskapazität ist – unabhängig von der Frage, ob es sich bei Redispatch-Leistungen um eigenständige Märkte im kartellrechtlichen Sinne handelt³⁰ – daher nicht dem Erstabsatzmarkt zuzurechnen.

6. Nach EEG geförderte Strommengen

- 27 Ebenfalls nicht in den Stromer Absatzmarkt einzubeziehen sind die nach dem EEG geförderten Strommengen. Zwar ist nach dem EEG geförderter Strom aus Sicht der Nachfrage ein perfektes Substitut für nicht nach dem EEG geförderten Strom. Allerdings schafft das EEG gesonderte wettbewerbliche Bedingungen. Die Fördervorschriften des EEG führen unter den gegenwärtigen und absehbaren Marktbedingungen dazu, dass nach dem EEG geförderte Strommengen nicht im Wettbewerb mit nicht-geförderten Strommengen vermarktet werden. EEG-geförderte Erzeugungsanlagen können vielmehr die Stromnachfrage vorrangig decken und erschöpfen dabei ihr wettbewerbliches Potential, bevor die übrigen Erzeugungskapazitäten in den Wettbewerb um die Residualnachfrage eintreten können.
- 28 Der Preis von nach dem EEG vergüteten Strom bestimmt sich ganz überwiegend nicht nach Angebot und Nachfrage, sondern nach den besonderen Regeln zur Preisbildung

³⁰ Vgl. BKartA, B. v. 13.12.2017, B4-80/17, Rn. 124 ff. – EnBW/MVV.

des EEG. Insoweit sind die Festvergütung und das Marktprämienmodell der Direktvermarktung zu unterscheiden. EEG-Kapazitäten außerhalb dieser Förderregime sind quantitativ noch zu vernachlässigen.

- 29 Im Fall der klassischen EEG-Festvergütung gemäß § 21 EEG müssen Netzbetreiber den von EEG-Anlagen erzeugten Strom vorrangig abnehmen und dafür eine gesetzlich fest determinierte Vergütung pro eingespeister Strommenge an die Anlagenbetreiber bezahlen. Die Vergütungshöhe ist dabei unabhängig von der jeweiligen Stromnachfrage. Die festvergütete EEG-Einspeisung erfolgt völlig losgelöst von Angebot und Nachfrage.
- 30 Die für viele Neuanlagen inzwischen verpflichtende Direktvermarktung von EEG-geförderten Erzeugungsmengen nach §§ 19, 20 EEG gibt unter den gegebenen und absehbaren Umständen ebenfalls keinen Anlass, diese nach dem EEG geförderte inländische Stromerzeugung in den Erstabsatzmarkt einzubeziehen.³¹ Denn das Zusammenspiel zwischen Marktpreisen und den monatlich rückwirkend und technologiespezifisch berechneten und dem EEG-Anlagen-Betreiber zusätzlich gewährten Marktprämien für die EEG-Erzeugung bewirkt, dass der Ertrag einer durchschnittlichen EEG-Anlage immer jeweils mindestens dem gesetzlich fixierten anzulegenden Wert entspricht. Bisher hatte die Marktprämie ganz überwiegend einen Wert größer Null. Die Marktprämie bewirkt daher in einer ganz überwiegenden Zahl von Zeiträumen eine nahezu³² vollständige Entkopplung der Einspeisung aus direktvermarkteten EEG-Anlagen von den Marktpreisen. Aufgrund des Ertragsvorteils aus der Marktprämie erzeugen nach dem EEG geförderte Anlagen Strom bis zur Erschöpfung ihres – überwiegend vom Dargebot von Wind bzw. Sonne abhängigen – Marktpotentials. Die nicht nach dem EEG geförderten Anlagen konkurrieren hingegen ausschließlich um die ggf. noch verbleibende Residualnachfrage.
- 31 Zudem besteht selbst beim Marktprämienmodell für Betreiber von EEG-Anlagen kein oder jedenfalls ein wesentlich geringerer Anreiz als bei konventionellen Kraftwerken, die Anlagen zur Kapazitätzurückhaltung und damit zur Erhöhung der Marktpreise auf dem Erstabsatzmarkt einzusetzen. Eine bewusste Kapazitätzurückhaltung wäre ohnehin nur bei denjenigen EEG-Anlagen möglich und sinnvoll, die ihre Erzeugung zeitlich verschieben können. Dabei handelt es sich z. B. um Biomassekraftwerke oder Stauwasseranla-

³¹ Die Monopolkommission stimmt dieser Einschätzung im 7. Sektorgutachten Energie „Wettbewerb mit neuer Energie“ (2019) jedenfalls bezüglich der Wind- und Solaranlagen zu (Rn. 47).

³² Einzige Ausnahme sind Zeiten mit so stark negativen Preisen, dass eine Verrechnung des negativen Preises mit der positiven Marktprämie einen Wert kleiner Null erreicht, also sichere Verluste bedeutet. Bei Anlagen mit wahrnehmbaren, positiven Grenzkosten der Erzeugung – z. B. Biomasse, Speicherwasser über ein Opportunitätskostenkalkül – gilt dies, wenn eine Verrechnung diese Grenzkosten unterschreitet.

gen, die jedoch mengenmäßig nur einen kleineren Teil der EEG-Stromerzeugung ausmachen. Nur für diese könnte deshalb erwogen werden, sie dem Erstabsatzmarkt zuzurechnen. Die aktuelle Vergütungshöhe dieser Anlagen lässt jedoch einen Zurückhaltungsanreiz derzeit fernliegend erscheinen.

- 32 Die Nichteinbeziehung der nach dem EEG geförderten Erzeugung in den Erstabsatzmarkt ist auch vor dem Hintergrund der für die Feststellung bestehender Marktmacht und Marktbeherrschung eingesetzten Methoden (näher dazu unten, D.) sachgerecht. Die Höhe der Marktanteile der Anbieter wird so in Referenz zu denjenigen Wettbewerbskräften ermittelt, die nahe Substitute zur Befriedigung der Residualnachfrage, d. h. der nicht durch die vorrangig eingespeiste EEG-geförderte Strommenge befriedigten Nachfrage, sind. Bei zeitlich hochauflösenden Marktmachtmaßen, insbesondere beim Residual Supply Index (RSI), führt die Nicht-Einbeziehung der nach dem EEG geförderten Erzeugung zudem unter den derzeitigen Marktbedingungen keinesfalls zu einer Überzeichnung der Marktstellung eines Unternehmens. Bei der Darstellung der RSI-Berechnungen wird auch eine Sensitivitätsbetrachtung hinsichtlich der Einbeziehung von EEG-Mengen in den RSI vorgenommen (D.II.3.d). Außerdem haben die Unternehmen, die wegen der Größe ihrer nicht nach dem EEG geförderten Erzeugungskapazitäten für eine marktbeherrschende Stellung auf dem Stromerstabsatzmarkt in Betracht kommen, durchgängig wesentlich kleinere Anteile an EEG-geförderten Erzeugungskapazitäten.³³

II. Räumliche Marktabgrenzung

- 33 Nach der bisherigen Entscheidungspraxis des Bundeskartellamtes umfasste der räumlich relevante Stromerstabsatzmarkt das Gebiet Luxemburg, Deutschland und Österreich.³⁴ Ausschlaggebend hierfür war, dass in diesem Gebiet durch die gemeinsame Gebotszone einheitliche Preise und Marktverhältnisse herrschten.
- 34 Diese Situation hat sich durch die Trennung der Gebotszonen zum 1. Oktober 2018 und der damit einhergehenden Engpassbewirtschaftung an der Grenze zwischen Deutschland und Österreich geändert.³⁵ Vor diesem Hintergrund ist die bisherige räumliche Marktabgrenzung zu überprüfen. Es ist zu ermitteln, ob die Stromerstabsatzmärkte Luxemburgs und Deutschlands auf der einen und Österreichs auf der anderen Seite trotz

³³ BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2019, S. 50.

³⁴ BKartA, Januar 2011, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, S. 75 ff.; BKartA, B. v. 13.12.2017, B4-80/17, Rn. 97 ff. – EnBW/MVV. Im Fusionskontrollverfahren RWE/E.ON-Minderheitsbeteiligung konnte diese Frage offen gelassen werden, da sich auch bei einer engeren Marktabgrenzung keine wettbewerblichen Probleme ergeben hätten (BKartA, FB v. 31.5.2019, B8-28/19, S. 6 – RWE/E.ON).

³⁵ Vgl. die Genehmigungsverfahren BNetzA, BK6-18-056 bis 059.

Engpassbewirtschaftung weiterhin hinreichend integriert sind oder ob die beschränkte Kapazität der Grenzkuppelstellen durch die Engpassbewirtschaftung die wettbewerbliche Reaktionsverbundenheit von inländischen und österreichischen Erzeugungsanlagen in einem solchen Maße einschränkt, dass nicht mehr von einem einheitlichen räumlich relevanten Markt ausgegangen werden kann.

1. Grundlagen

- 35 Strom ist ein physikalisch homogenes Gut ohne Substitutionsmöglichkeiten mit niedrigen inkrementalen Transportkosten. Daher ist davon auszugehen, dass sich die Preise in einem Gebiet ohne Handelsbeschränkungen einander angleichen.³⁶ Im Stromgroßhandel gilt dies in besonderem Maße für die börslich ermittelten Spotpreise. Nach der Einführung der Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze werden diese Preise in separaten Auktionen ermittelt, die Auktionen sind allerdings gekoppelt.
- 36 Vor diesem Hintergrund erscheint Preisungleichheit als kategoriales Indiz eines durch technische Restriktionen eingeschränkten Wettbewerbsdrucks. Liegt regelmäßig Preisungleichheit vor, ist folglich eher von separaten Märkten auszugehen. Daher wurde bereits in der Vergangenheit für die Frage der räumlichen Marktabgrenzung im Stromer Absatzmarkt auf die relativen Anteile der Zeitpunkte, in denen Preisgleichheit bzw. -konvergenz zwischen zwei Märkten besteht, abgestellt. Eine solche Betrachtung wurde unter anderem von der EU-Kommission im Fusionskontrollverfahren Fortum/Uniper vorgenommen.³⁷ Auch die Monopolkommission betrachtet die Preiskonvergenz von Nachbarstaaten als geeigneten Indikator für den Integrationsgrad nationaler Märkte.³⁸

2. Durchgeführte Analysen

- 37 Auf Grundlage der Spotpreise aus den Day-Ahead-Auktionen hat das Bundeskartellamt Preisgleichheitsanalysen zwischen dem deutsch-luxemburgischen Marktgebiet und verschiedenen Nachbarmarktgebieten durchgeführt. In Übereinstimmung mit dem o. g. Abgrenzungskriterium der Engpassfreiheit werden in ständiger Praxis die zwar im Ausland gelegenen, aber direkt und engpassfrei an das deutsch-luxemburgische Marktgebiet angeschlossenen Erzeugungsanlagen zum deutschen Stromer Absatzmarkt hinzugechnet. Dies betrifft konkret einzelne Kraftwerke in Tirol sowie den Vorarlberg. Die Kraft-

³⁶ Monopolkommission, 5. Sektorgutachten Energie 2015 (ehemals 71. Sondergutachten): Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende, Rn. 34 ff.

³⁷ KOM, E. v. 16.5.2018, COMP/M.8660, Rn. 28 und 35 – Fortum/Uniper.

³⁸ Ausführlich Monopolkommission, 5. Sektorgutachten Energie 2015 (ehem. 71. Sondergutachten), Rn. 33 ff.

werkseinsatzdaten dieser Kraftwerke werden innerhalb der jeweiligen deutschen Regelzone berücksichtigt. Sie fließen somit auch nicht in die Ermittlung der Handelsflüsse über die Grenze zwischen den Marktgebieten Österreichs auf der einen und Deutschlands und Luxemburgs auf der anderen Seite mit ein. Die Analysen beziehen sich durchgängig auf den Beobachtungszeitraum, der mit der Gebotszonentrennung am 1. Oktober 2018 beginnt und bis 30. September 2019 reicht.

- 38 Diese Preisgleichheitsanalysen zeigen, dass keine hinreichend hohe Marktintegration des deutsch-luxemburgischen und des österreichischen Strommarktes mehr besteht. Das deutsch-luxemburgische Marktgebiet ist nach der Gebotszonentrennung vielmehr ähnlich stark wie mit der österreichischen Gebotszone auch mit der niederländischen oder den dänischen Gebotszonen (DK1 und DK2) integriert. Insgesamt ergeben sich aber an jeder Grenze in erheblichem Umfang Preisdifferenzen, die für eine getrennte Betrachtung der Gebotszonen als separate Märkte sprechen.
- 39 Tabelle 1 zeigt den Anteil der Stunden seit der Gebotszonentrennung, in denen exakte Preisgleichheit zwischen der deutsch-luxemburgischen Gebotszone mit einer benachbarten Gebotszone vorlag. Aufgrund der Kopplung der Day-Ahead-Märkte ist exakte Preisgleichheit zu erwarten, solange keine Engpässe an den Grenzen zwischen den Marktgebieten wirksam werden. Getrennt ist hier nach den Zeiten Peak (8:00-19:59 Uhr, wochentags) und Off-Peak (Wochenenden sowie zwischen 20:00 - 7:59 Uhr wochentags). In Peak-Zeiten liegt exakte Preisgleichheit zwischen den deutsch-luxemburgischen und den österreichischen Preisen in gut 52 Prozent der Stunden vor, in Off-Peak-Zeiten in 49 Prozent der Stunden. Die Preisgleichheit zur österreichischen Gebotszone liegt auf einem ähnlichen Niveau wie die zur niederländischen und zu den dänischen Gebotszonen.

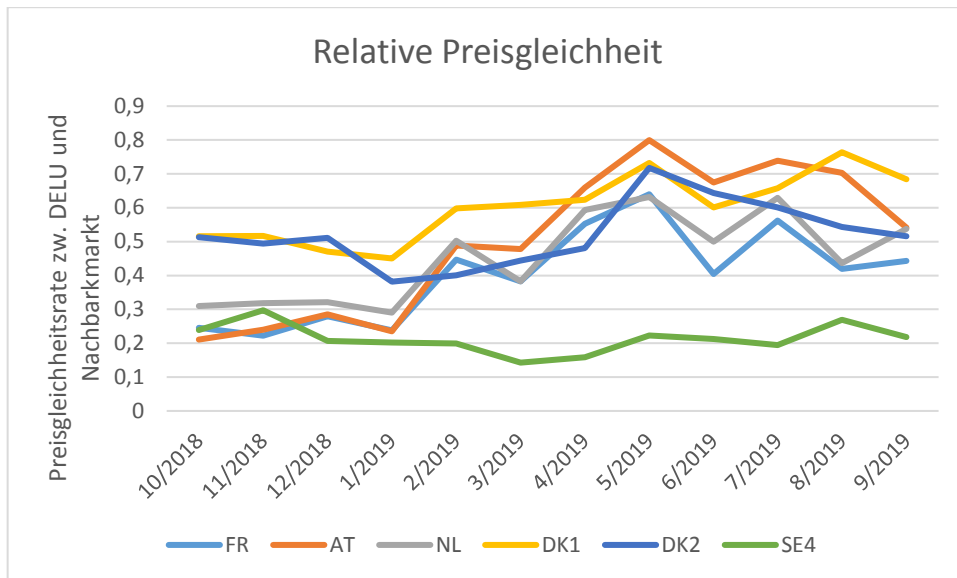
Tabelle 1: Preisgleichheitsraten zwischen der Gebotszone DE-LU und angrenzenden Gebotszonen³⁹

	FR	AT	NL	DK1	DK2	SE4	CH	CZ	PL
Off-Peak	38,2 %	49,3 %	42,9 %	60,5 %	51,5 %	21,0 %	2,9 %	3,8 %	1,5 %
Peak	44,0 %	52,6 %	49,4 %	60,7 %	55,9 %	25,7 %	3,4 %	3,3 %	1,1 %

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von ENTSO-E-Daten zu den Day-Ahead-Preisen. Peak-Zeiten wochentags zwischen 8:00 bis 19:59 Uhr. In den Gebotszonen, die nicht den Euro als Landeswährung haben, wurde eine Abweichung von bis zu 10 Ct als Preisgleichheit behandelt, um untertägige Währungsschwankungen zu berücksichtigen.

40 Abbildung 1 zeigt ergänzend den Prozentsatz der monatlichen Stunden mit exakter Preisgleichheit zwischen der Deutschland umfassenden Gebotszone und verschiedenen benachbarten Gebotszonen im Zeitverlauf. Auf eine Darstellung der polnischen, tschechischen und schweizerischen Gebotszonen wurde dabei verzichtet, da in allen Fällen Preisgleichheit in weniger als vier Prozent der Stunden vorliegt.

Abbildung 1: Relative Preisgleichheit im Zeitverlauf



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von ENTSO-E-Daten zu Day-Ahead-Preisen.

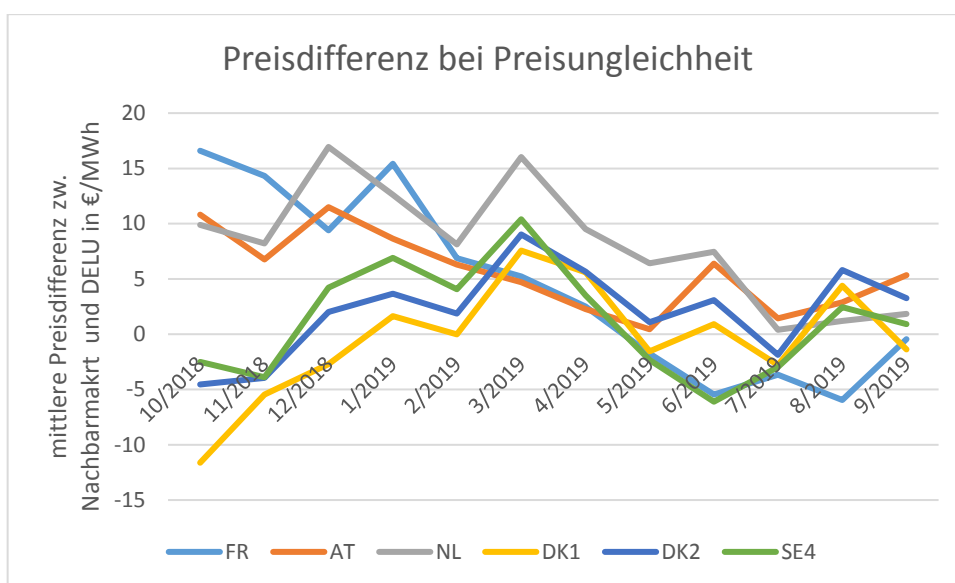
41 Auch hier ist klar ersichtlich, dass seit der Einführung der Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze Preisdifferenzen in einem erheblichen Anteil der Stunden vorliegen. Die monatliche Preisungleichheitsrate lag immer bei mindestens 20 Prozent. Insgesamt lag die monatliche Preisgleichheitsrate mit benachbarten Gebotszo-

³⁹ FR: Frankreich; AT: Österreich; NL: Niederlande; DK1: Dänemark West (Jütland); DK2: Dänemark Ost (Fünen, Seeland); SE4: Südschweden; CH: Schweiz; CZ: Tschechische Republik; PL: Polen.

nen in der Vergangenheit meist unter 70 Prozent. Auch in dieser monatlichen Betrachtung scheint die Integration der deutsch-luxemburgischen Gebotszone mit der österreichischen nicht stärker als z. B. mit den dänischen Gebotszonen.

- 42 Auch eine Analyse der mittleren Preisdifferenz bei Preisgleichheit bestätigt diesen Befund. Abbildung 2 zeigt die monatliche mittlere Preisdifferenz seit der Gebotszonentrennung für verschiedene benachbarte Gebotszonen. Ein positiver Wert bedeutet, dass der Preis des Nachbarmarktes im Schnitt teurer ist, ein negativer, dass der Preis des Nachbarmarktes im Schnitt günstiger war.

Abbildung 2: Mittlere Preisdifferenzen im Zeitverlauf



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von ENTSO-E Daten zu Day-Ahead Preisen.

- 43 Im Beobachtungszeitraum war Strom in Deutschland und Luxemburg im Monatsdurchschnitt zum Teil bis zu 10 EUR/MWh günstiger als in Österreich. Zuletzt haben sich die Preise der beiden Gebotszonen zwar bei weiter bestehenden Preisdifferenzen etwas stärker angenähert; seit Mai 2019 schwankt die mittlere Preisdifferenz auf einem Niveau von etwa 5 EUR/MWh. Bei einem durchschnittlichen Großhandelspreis von 30-50 EUR/MWh erscheinen die beobachteten Preisdifferenzen bei Preisgleichheit jedoch nach wie vor erheblich.

III. Zeitliche Marktabgrenzung

- 44 Aufgrund der Besonderheiten des Produkts Strom ist eine Auseinandersetzung mit der zeitlichen Marktabgrenzung des Stromerstattungsmarktes geboten.⁴⁰ Die Wettbewerbsbedingungen im kurzfristigen Day-Ahead- und Intraday-Stromhandel sind ausgeprägten, teils sehr kurzfristigen Schwankungen unterworfen. Die Ursachen hierfür sind vielfältig. So schwankt der Stromverbrauch in Abhängigkeit u. a. von der Jahreszeit, der Uhrzeit, dem Wochentag und der Außentemperatur. Zudem ändern sich auch die Stromerzeugungsbedingungen kurzfristig u. a. aufgrund von Kraftwerksverfügbarkeiten und von Wetterlagen (Wind, Sonne, Wasserstände). Diese kurzfristigen Schwankungen von Angebot und Nachfrage sind bei Strom unmittelbar wettbewerblich relevant, da das Funktionieren des Stromversorgungssystems zu jeder Zeit einen exakten Ausgleich von Einspeisung und Entnahme von Strom erfordert, Strom nicht in größerem Umfang gespeichert werden kann und zugleich die Nachfrage nach Strom kurzfristig äußerst unelastisch auf Preissignale reagiert. Vor diesem Hintergrund ist vorgeschlagen worden, den Markt zeitlich nach der jeweiligen Marktzeiteinheit abzugrenzen, also (viertel-)stundenscharf.⁴¹ Dieser Ansatz erscheint jedoch nicht geeignet, die beim Stromerstattungs wirksamen Wettbewerbskräfte ihrer Struktur nach zu erfassen, und verfehlt daher das Ziel der Marktabgrenzung.
- 45 Einen Anbieter schon als marktbeherrschend einzustufen, wenn dessen Kapazität in einer einzelnen (Viertel-)Stunde notwendig für die Deckung der Gesamtnachfrage ist⁴² bzw. war, würde der Zielrichtung der Missbrauchsaufsicht und den Besonderheiten auf dem Strommarkt nicht gerecht. Erst wenn ein Unternehmen in einer signifikanten Anzahl der Stunden eines Jahres unverzichtbar für die Deckung der Stromnachfrage ist, ist ein zeitliches Ausmaß⁴³ an Marktmacht erreicht, das die Marktbeherrschungsschwelle überschreitet und die Anwendung der kartellrechtlichen Missbrauchsvorschriften verhältnismäßig erscheinen lässt.

⁴⁰ Vgl. z. B. *W.-H. Roth/Ackermann* in *Frankfurter Kommentar zum Kartellrecht*, EL 68 / Mai 2009, Art. 81 Abs. 1 EGV, Grundfragen, Rn. 396; *Bergmann/Fiedler* in *Loewenheim/Meessen/Riesenkampff/Kersting/Meyer-Lindemann*, *Kartellrecht*, 3. Auflage 2016, Art. 102 AEUV Rn. 110 f.

⁴¹ Vgl. Monopolkommission, 5. Sektorgutachten Energie 2015 (ehem. 71. Sondergutachten), Rn. 416-417; dies., 6. Sektorgutachten Energie 2017 (ehem. 77. Sondergutachten), Rn. 76 ff.; Monopolkommission, 7. Sektorgutachten Energie 2019, Rn. 51 ff.

⁴² Monopolkommission, ebda.

⁴³ Vgl. zum Erfordernis der längeren Zeit: EuGH v. 13.2.1979 – Rs. 85/76, Slg. 1979, 461 Rn. 41 – *Hoffmann-La Roche/Kommission* = ECLI:EU:C:1979:36; EuG v. 23.10.2003 – Rs. T-65/98, Slg. 2003, II-4653 Rn 154 – *van den Bergh Foods Ltd./Kommission* = ECLI:EU:T:2003:281. Auch aus ökonomischer Sicht wird Marktmacht für überprüfungsbedürftig gehalten, wenn ein Unternehmen über einen gewissen Zeitraum die Fähigkeit besitzt, die Preise über das Wettbewerbsniveau an-

- 46 § 18 Abs. 3 GWB stellt für die Feststellung der Marktbeherrschung wesentlich auf längerfristige, strukturelle⁴⁴ Faktoren ab, die mit dauerhaften Verhaltensspielräumen korrespondieren. Allein für diese sind die kartellrechtlichen Rechtsfolgen und -behelfe vorgesehen. Ferner ist zu berücksichtigen, dass aufgrund der perfekt homogenen Struktur des auf dem Stromer Absatzmarkt gehandelten Gutes der Marktbeherrschungsbegriff des § 18 GWB nicht nur im Rahmen der Missbrauchsaufsicht, sondern auch bei der Zusammenschlusskontrolle relevant wird. Um eine Normspaltung zu vermeiden, sollte in diesem Fall eine Marktabgrenzung grundsätzlich einheitlich für beide Anwendungsfelder erfolgen.⁴⁵ Entsprechend sind bei der Marktabgrenzung im Rahmen der Missbrauchsaufsicht auch etwaige Auswirkungen auf das Untersagungskriterium der Verstärkung einer marktbeherrschenden Stellung i. S. d. § 36 Abs. 1 Satz 1 GWB zu berücksichtigen.
- 47 Zeitlich singuläre Situationen erlauben auch unter Berücksichtigung der Besonderheiten des Stromer Absatzmarktes keinen Rückschluss auf strukturell die Verhaltensspielräume eines Unternehmens begrenzende Faktoren und werden damit dem Zweck der Marktabgrenzung und Marktbeherrschungsprüfung bei der Kartellrechtsanwendung nur begrenzt gerecht. Hingegen erscheint eine längerfristige, insbesondere aber nicht ausschließlich jährliche Betrachtung hinreichend, um die relevanten strukturellen Positionen zu identifizieren, die missbräuchliches Verhalten ermöglichen. Der Ansatz, dass eine marktbeherrschende Stellung nur auf der Grundlage einer mehrjährigen Betrachtung festgestellt werden kann,⁴⁶ würde den Aspekt der Dauerhaftigkeit solcher strukturellen Positionen überbetonen und damit die tatsächlich bestehenden marktmachtbedingten Spielräume für ein missbräuchliches Verhalten unterschätzen.

zuheben, siehe *Bulst* in Langen/Bunte, Kartellrecht, 13. Aufl., Art. 102 AEUV Rn. 43; und im Zusammenhang des Hypothetischen Monopolisten Tests: *O'Donghue/Padilla*, *The Law and Economics of Article 102 TFEU*, 2013, S. 107 f.

⁴⁴ *Kühnen* in Loewenheim/Meessen/Riesenkampff/Kersting/Meyer-Lindemann, Kartellrecht, 3. Aufl. 2016, § 18 GWB Rn. 11 u. 68 f.; ähnlich: *Kling/Thomas*, Kartellrecht, 2. Aufl. 2016, § 20, S. 652 Rn. 47, der insoweit von „in erster Linie“ marktstrukturellen Faktoren spricht; der strukturelle Bezug kommt auch darin zum Ausdruck, dass grundsätzlich eine gewisse Stabilität der Marktsituation erforderlich ist. So begründen etwa vorübergehende Marktanteilsvorsprünge keine überragende Marktstellung: *Bardong* in Langen/Bunte, Kartellrecht, 13. Aufl., § 18 GWB Rn. 93.

⁴⁵ *Kling/Thomas*, Kartellrecht, 2. Aufl. 2016, § 20, S. 643 Rn. 18; bereichsspezifische Besonderheiten können allerdings berücksichtigt werden. Insoweit ist etwa an den Prognosecharakter der Zusammenschlusskontrolle zu denken, der es rechtfertigt, zukünftige Marktentwicklungen stärker zu berücksichtigen: *ders.*, § 20, S. 643 Rn. 19; darüber hinaus kommt nur im Ausnahmefall eine „missbrauchsspezifische Marktabgrenzung“ (*ders.*, § 20, S. 643 Rn. 18) bzw. ein „relativer Marktbeherrschungsbegriff“ (so *Bardong* in Langen/Bunte, Kartellrecht, 13. Aufl., § 18 GWB Rn. 8 ff.) in Betracht.

⁴⁶ Vgl. z.B. Statkraft, Stellungnahme zum Konsultationsdokument zur Erstellung eines Leitfadens für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht in der Stromerzeugung, S. 5 f.

- 48 Der oben (Rn. 44) angesprochenen Besonderheit des Stromer Absatzmarktes, kurzfristig schwankende Wettbewerbsbedingungen aufzuweisen, begegnet die Kartellrechtspraxis durch die Ermittlung und Bewertung zeitlich hochauflösender Indikatoren, insb. des Residual Supply Index (RSI). So wurde etwa in der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/-großhandel eine marktbeherrschende Stellung vermutet, wenn ein Stromerzeuger in mindestens fünf Prozent der Stunden eines Jahres (d. h. in mindestens 438 Stunden bzw. 1.752 Viertelstunden eines Jahres – nicht notwendig eines Kalenderjahres) unverzichtbar für die Deckung der Stromnachfrage war.⁴⁷ Die Faktoren, welche die Wettbewerbsbedingungen beeinflussen, kehren regelmäßig wieder (Jahreszeiten, Tag-Nacht-Rhythmen, Wochentage, Feiertage) bzw. sind ihrer Natur nach stochastisch (Wind, Sonne, Regen, Wasserstände). Ihre statistische Erfassung über den Zeitraum eines Jahres erlaubt daher einen Rückschluss auf die Struktur des Wettbewerbs über die wiederkehrenden Schwankungen hinweg.
- 49 Ausnahmsweise könnte allerdings auch ein kurzfristiger Betrachtungszeitraum geboten sein. Dies könnte beispielsweise in Betracht kommen, wenn die im Markt verfügbare Gesamterzeugungsleistung über die Dauer eines erheblichen Jahresteils in Folge lang andauernder Großwetterlagen in ungewöhnlichem Umfang negativ beeinflusst worden ist. Im Beobachtungszeitraum 1. Oktober 2018 bis 30. September 2019 waren solche Phänomene indes überwiegend nicht ersichtlich. Der Marktmachtbericht wird daher im Folgenden auf die Betrachtung dieser, den Zeitraum eines Jahres überspannenden Zeitspanne abstellen.

D. Marktmachtverhältnisse auf dem Stromer Absatzmarkt

- 50 Materielles Kennzeichen der Marktbeherrschung ist ein vom Wettbewerb nicht hinreichend kontrollierter Verhaltensspielraum im Sinne einer stark ausgeprägten Marktmacht. Für zahlreiche Märkte, insbesondere solche für homogene Produkte, ist der Marktanteil ein geeigneter und aussagekräftiger Indikator für die Marktmacht eines Anbieters.⁴⁸ Im Zweifelsfall weist die Vermutungsschwelle des § 18 Abs. 4 GWB dem Marktanteil sogar eine herausgehobene Bedeutung zu. Die Bewertung der Marktstellung eines Unternehmens muss jedoch auch solche Besonderheiten eines Marktes hinreichend berücksichtigen, die unter Umständen die Indikatorqualität des Marktanteils einschränken.

⁴⁷ Vgl. BKartA, Januar 2011, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, S. 98-109.

⁴⁸ Vgl. BKartA v. 29.5.2012, Leitfaden zur Marktbeherrschung in der Fusionskontrolle, Rn. 25 und 28.

- 51 Vor diesem Hintergrund bilden Marktanteile in der Entscheidungspraxis des Bundeskartellamtes einen wichtigen Baustein für die Erfassung der Marktstruktur und der Marktstellung einzelner Anbieter auf dem Stromerstabsatzmarkt und werden daher auch im regelmäßigen Energiemonitoring ermittelt.⁴⁹ Marktanteile bilden daher auch hier den Ausgangspunkt der Marktmachanalyse, wobei jedoch insbesondere auch die Grenzen der Aussagekraft auf dem Stromerstabsatzmarkt herausgearbeitet werden sollen (I.). Denn der Stromerstabsatzmarkt weist Besonderheiten auf, die den Marktanteil allein als nicht hinreichend erscheinen lassen, um die strukturelle, marktmachtbedingte Verhaltensspielräume eröffnende Stellung eines Anbieters zu erfassen und quantitativ abzubilden. Diese Besonderheiten sind in erster Linie Folge der Nicht-Speicherbarkeit von Strom verbunden mit der Volatilität von Verbrauch und Erzeugung sowie der kurzfristig unelastischen Nachfrage und der systemischen Bedeutung der Versorgungssicherheit.⁵⁰
- 52 Um den tatsächlichen Wettbewerb durch andere Unternehmen (§ 18 Abs. 3 Nr. 6 1. Alternative GWB) unter den besonderen Umständen des Stromerstabsatzmarktes zu erfassen, ist in Wissenschaft und Praxis als weiterer Marktmachtindikator insbesondere der Residual Supply Index (RSI) vorgeschlagen bzw. angewendet worden. Die Darstellung der maßgeblichen Methodik und die Präsentation der relevanten Ermittlungsergebnisse stehen daher im Zentrum der nachfolgenden Analyse (II.).
- 53 Als jüngerer Ansatz der Marktmachtbestimmung auf dem Stromerstabsatzmarkt wird ferner der Return on Withholding Capacity Index (RWC) diskutiert. Dieser Marktmachtindikator wird daher im Anschluss kurz und abstrakt methodisch dargestellt und hinsichtlich seiner Aussagekraft und Anforderungen bewertet (III.).

I. Marktanteile

- 54 Die Berechnung von Marktanteilen kann grundsätzlich kapazitäts-, mengen- oder wertbezogen erfolgen. Im Rahmen seiner Monitoringtätigkeit erhebt das Bundeskartellamt regelmäßig die im Stromerstabsatzmarkt aktiven Erzeugungskapazitäten. Für das Jahr 2018 ergaben sich folgende Werte:⁵¹

⁴⁹ Vgl. zuletzt BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2019, S. 46 ff.

⁵⁰ Siehe schon oben, Rn. 44, sowie BNetzA und BKartA, Leitfaden Missbrauchsaufsicht, Rn. 46.

⁵¹ BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2019, S. 49.

Tabelle 2: Marktanteile der fünf größten Stromerzeuger 2018 nach Kapazität

Unternehmen	Erzeugungskapazität in GW	Marktanteil
RWE	22,9	25,1 %
LEAG	7,8	8,5 %
EnBW	11,2	12,3 %
Vattenfall	8,0	8,7 %
Uniper (ohne E.ON)	5,6	6,2 %
Andere	35,7	39,2 %
Nettostromerzeugung gesamt	91,2	100,0 %

Quelle: BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2019.

- 55 Eine kapazitätsbezogene Marktanteilsbetrachtung gibt jedoch im Stromerstabsatzmarkt keinen hinreichenden Aufschluss über das Wettbewerbspotential und die mögliche Marktmacht eines Anbieters, weil bestimmte Erzeugungskapazitäten aufgrund ihrer technischen Eigenschaften und Kostenstrukturen in unterschiedlichem Ausmaß geeignet sind, eine im Zeitablauf volatile Nachfrage zu bedienen. Dem entspricht die althergebrachte Unterscheidung zwischen Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken. Auch auf dem Stromerstabsatzmarkt sind daher Erzeugungsmengen als Grundlage für die Marktanteilsberechnung aussagekräftiger; im Zusammenhang mit Strom ist dies die geleistete Arbeit.⁵²
- 56 Im Rahmen seiner Monitoringtätigkeit erhebt das Bundeskartellamt daher die aggregierten Erzeugungsdaten von den größten Stromerzeugungsunternehmen in Deutschland. Für das Jahr 2018 ergaben sich folgende Werte:⁵³

⁵² BGH, B. v. 11. November 2008, KVR 60/07 – E.ON/Eschwege.

⁵³ BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2019, S. 47.

Tabelle 3: Marktanteile der fünf größten Stromerzeuger 2018 nach Erzeugung

Unternehmen	Erzeugung in TWh	Marktanteil
RWE	105,9	30,2 %
LEAG	58,0	16,5 %
EnBW	45,8	13,1 %
Vattenfall	25,7	7,3 %
E.ON (ohne Uniper)	23,9	6,8 %
Andere	91,5	26,1 %
Nettostromerzeugung gesamt	350,8	100,0 %

Quelle: BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2019.

- 57 Die Besonderheiten des Strommarktes bewirken allerdings zudem, dass auch die für das vergangene Jahr aggregierten mengenbasierten Marktanteile für die Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Stromerzeugung und des -erstabsatzes nicht vollständig aussagekräftig sind. Ausschlaggebend hierfür ist die oben bereits erläuterte zeitliche Dimension des maßgeblichen Marktgeschehens. Dies lässt sich anhand der großen Bandbreite der Marktanteile je Viertelstunde im Zeitverlauf illustrieren.
- 58 In der folgenden Tabelle sind für den hier maßgeblichen Untersuchungszeitraum (1. Oktober 2018 bis 30. September 2019) für sechs exemplarische Unternehmen die jeweiligen viertelstündlichen Marktanteile aufgeführt.⁵⁴ Aus den rund 35.000 Viertelstunden des Untersuchungszeitraums sind dabei sowohl die Minima und Maxima sowie ausgewählte Quantile dargestellt. Als Verteilungsmaße geben die jeweiligen Prozent-Quantile an, welchen Marktanteil die Unternehmen in dem jeweiligen Anteil der Viertelstunden unterschritten. So hat ein Unternehmen z. B. in 25 Prozent der Viertelstunden einen geringeren Marktanteil als bei Q25 angegeben, in fünf Prozent der Stunden einen geringen Marktanteil als bei Q5 angegeben etc.

⁵⁴ Bei dieser Betrachtung sind die Kraftwerke außerhalb des Datensatzes (unten D.II.2.d) nicht berücksichtigt worden.

Tabelle 4: Viertelstündliche Marktanteile bei der Erzeugung über den Berichtszeitraum in Quantilen

Unternehmen	Min	Q1	Q5	Q25	Q50	Q75	Q95	Q99	Max
RWE	[~ 10] %	[~15] %	[~20] %	[~25] %	[~25] %	[~30] %	[~30] %	[~35] %	[~40] %
LEAG	[~10] %	[~10] %	[~10] %	[~15] %	[~15] %	[~20] %	[~25] %	[~25] %	[~30] %
EnBW	[~0] %	[~5] %	[~5] %	[~10] %	[~15] %	[~15] %	[~15] %	[~20] %	[~20] %
E.ON	[~5] %	[~5] %	[~5] %	[~5] %	[~10] %	[~10] %	[~15] %	[~20] %	[~25] %
Vattenfall	[~0] %	[~0] %	[~5] %	[~5] %	[~5] %	[~5] %	[~10] %	[~10] %	[~15] %
Uniper	[~0] %	[~0] %	[~0] %	[~0] %	[~0] %	[~0] %	[~5] %	[~5] %	[~5] %

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der Daten des EIN.

59 Die Marktanteile der verschiedenen Unternehmen schwanken im Zeitverlauf augenscheinlich stark. Zudem zeigen die Daten, dass sich die Marktanteile der Unternehmen nicht parallel bewegen. So liegen im Berichtszeitraum z. B. die Maxima der Marktanteile von RWE und LEAG an unterschiedlichen Tagen und bei unterschiedlichen Auslastungen des Kraftwerksparks. Besonders deutlich sind die Abweichungen etwa bei LEAG, deren Marktanteil bezogen auf das Jahr bei 16,5 Prozent, in der Spitze jedoch bei dem rund Zweifachen, nämlich bei [ca. 30] Prozent liegt, und bei E.ON, deren Marktanteil über das Jahr bei ca. 6,8 Prozent, in der Spitze jedoch bei über dem Dreifachen, nämlich bei [ca. 25] Prozent liegt. Es ist auffällig, dass diese beiden Unternehmen klar auf eine Erzeugungstechnologie fokussiert sind (E.ON: Atomkraft; LEAG: Braunkohle) und die Schwankungsbreite nach oben besonders ausgeprägt ist. Bei den hinsichtlich ihres Kraftwerksparks diversifizierter aufgestellten RWE und EnBW fällt hingegen auf, dass deren maximaler Marktanteil lediglich bei dem rund Anderthalbfachen des Marktanteils über das Jahr liegt.

II. Residual Supply Index (RSI)

60 Aufgrund der besonderen Eigenschaften des Strommarktes⁵⁵ hat das Bundeskartellamt in der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/-großhandel erstmals⁵⁶ den sog. Residual

⁵⁵ Vgl. oben, Rn. 44.

⁵⁶ Der Analyseansatz wurde im Fusionskontrollverfahren RWE/E.ON fortgeschrieben (BKartA, FB v. 31.5.2019, B8-28/19, S. 5). Im Leitfaden Missbrauchsaufsicht hat das Bundeskartellamt angekündigt, diesen Ansatz zunächst weiterhin fortzuführen, Rn. 47 ff.

Supply Index (RSI) ermittelt, um die Marktmachtverhältnisse auf dem Stromer Absatzmarkt festzustellen. Der RSI beziffert, wie unverzichtbar ein Anbieter zur Deckung der Nachfrage ist. Im Folgenden werden das Konzept des RSI vorgestellt (1.), seine Umsetzung in diesem Marktmachtbericht beschrieben (2.) und die Ergebnisse dargestellt (3.).

1. Konzept des RSI

- 61 Um das Konzept des RSI einzuführen, wird einleitend dessen Grundidee dargestellt (a). Im Leitfaden Missbrauchsaufsicht hat das Bundeskartellamt ausgeführt, zunächst weiterhin die in der Sektoruntersuchung dargestellten Grundsätze der Umsetzung dieses Grundkonzepts anzuwenden; diese werden unter (b) näher beschrieben.

a) Grundkonzept

- 62 Der RSI beziffert, inwieweit ein Unternehmen zur Deckung der Stromnachfrage unverzichtbar bzw. zwingend erforderlich (d. h. pivotal) ist, mit anderen Worten, ob und inwieweit die Deckung der Nachfrage nur unter Nutzung der Kapazitäten eines Anbieters erfolgen kann. Hierfür kommt es insbesondere auf das Ausmaß noch verfügbarer, freier Kapazität der Wettbewerber im Markt an. Der RSI stellt somit ein an die speziellen Erfordernisse der Strommärkte angepasstes Konzentrationsmaß dar. Es erlaubt grundsätzlich Rückschlüsse auf die Entstehung und Stärke von in bestimmten (Knappheits-) Situationen entstehender Marktmacht und die damit einhergehenden Preiserhöhungsspielräume.
- 63 Der RSI wird in einem ersten Schritt auf Viertelstundenbasis ermittelt. Bei der Beurteilung schließt das Bundeskartellamt jedoch nicht von einzelnen (Knappheits-) Situationen in isolierten Viertelstunden, in denen ein einzelner Anbieter (ggf. zufällig) unverzichtbar war, auf die strukturelle Unverzichtbarkeit eines Anbieters, sondern betrachtet in einem zweiten Schritt die Häufigkeit solcher kritischer Viertelstunden über längere Zeiträume wie z. B. ein Jahr. Dies trägt u. a. der Tatsache Rechnung, dass der Strommarkt bei aller kurzfristigen Volatilität von zyklisch-wiederkehrenden (Tag/Nacht, Wochentage, Jahreszeiten etc.) und gewisse Regelmäßigkeiten aufweisenden Ereignissen (Winddargebot, Sonneneinstrahlung etc.) geprägt ist. Auch wenn die einzelnen Ereignisse für die Unternehmen nur kurzfristig, einzeln vorhersehbar sind, treten sie doch jährlich mit immer ähnlicher Häufigkeit und Intensität auf. Damit ist die Fähigkeit eines Unternehmens, solche Ereignisse durch situative Anpassung des eigenen Marktverhaltens zur Preisbeeinflussung zu nutzen, einer Beschreibung durch statistische Kennzahlen zugänglich.

b) Berechnungsmethode

- 64 Die Berechnung des RSI erfolgt im Wesentlichen nach der in der Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel von 2011 dargestellten Methodik des RSI, die das Bundeskartellamt auch im Fusionskontrollverfahren RWE/E.ON⁵⁷ angewendet hat. Danach wird für jedes Unternehmen *i* für jede Viertelstunde *t* der RSI-Wert einzeln berechnet. Dies geschieht nach folgender Formel

$$RSI_{it} = \frac{\text{Marktkapazität}_t - \text{Marktkapazität}_{it}}{\text{Marktnachfrage}_t}$$

- 65 Dieser Quotient gibt das jeweilige Verhältnis der Marktkapazität aller anderen Unternehmen zur Marktnachfrage an. Genügt die Marktkapazität aller anderen Unternehmen, um die Marktnachfrage in einer Viertelstunde zu decken – ist also die Marktkapazität aller anderen Unternehmen größer als die Marktnachfrage – ergeben sich RSI-Werte größer 1; andernfalls – wenn also die Kapazität aller anderen Unternehmen kleiner als die Marktnachfrage ist – ergeben sich Werte kleiner 1, und das Unternehmen *i* ist in dieser Viertelstunde unverzichtbar, d. h. pivotal.

aa) Abbildung der sachlichen Marktabgrenzung

- 66 Die Marktkapazität der Stromerzeugungsunternehmen wird anhand der weiter oben erläuterten sachlichen Marktabgrenzung bestimmt. So werden Anlagen zur Eigenerzeugung von Strom und zur Erzeugung von Bahnstrom (Rn. 19) nicht einbezogen. Kapazitäten, die in der betrachteten Viertelstunde für die Vorhaltung von Regelleistung (Rn. 20 ff.) oder zur Leistungsbesicherung (Rn. 24) reserviert sind, werden insoweit ebenfalls nicht einbezogen. Damit bleiben nur solche Kapazitäten übrig, die für die Deckung der Nachfrage am Stromer Absatzmarkt grundsätzlich zur Verfügung stehen.
- 67 Erzeugungsanlagen können zudem in konkreten Viertelstunden aufgrund von technischen Restriktionen wie z. B. Anlaufzeiten, Mindeststillstandszeiten oder Wartungen situativ daran gehindert sein, zu produzieren. Ihre Kapazitäten werden insoweit ebenfalls herausgerechnet.
- 68 Erzeugungskapazitäten für nach dem EEG geförderten Strom werden entsprechend der sachlichen Marktabgrenzung ebenfalls nicht als Marktkapazitäten einbezogen. Die wettbewerblichen Wirkungen dieser Kapazitäten bzw. des von ihnen produzierten, nach EEG-geförderten Stromes fließen in die Berechnung des RSI jedoch indirekt ein. Durch deren vorgeifende Befriedigung der Nachfrage nach Strom sinkt die entsprechende,

⁵⁷ Vgl. BKartA, FB v. 31.5.2019, B8-28/19, S. 7 f. – RWE/E.ON.

dem Erstabatzmarkt direkt zuzurechnende Residualnachfrage nach Strom. Die Residualnachfrage wird weiter um die Produktionsmengen für den Eigenverbrauch und um Bahnstrom gemindert und wird als Marktnachfrage in die RSI-Berechnung eingestellt.

bb) Abbildung der räumlichen Marktabgrenzung

- 69 Der RSI soll das Wettbewerbsgeschehen im deutsch-luxemburgischen Marktgebiet umfassend abbilden. Das Stromnetz des deutsch-luxemburgischen Marktgebietes ist über Verbindungsleitungen auch mit Stromnetzen verbunden, die zu anderen Marktgebieten gehören. Durch ausdrücklichen oder automatischen Handel⁵⁸ sind die jeweiligen Wettbewerbsverhältnisse im deutsch-luxemburgischen Marktgebiet mit den Wettbewerbsverhältnissen in elektrisch angrenzenden Marktgebieten verbunden, die sich dort zum jeweiligen Zeitpunkt im Wechselspiel von Nachfrage und Angebot ergeben. Diese wechselseitigen Verbindungen der Wettbewerbsverhältnisse sind durch die relativ begrenzten Kapazitäten der jeweiligen Verbindungsleitungen zwar derart qualitativ beschränkt, dass eine Abgrenzung separater räumlicher Märkte geboten ist (siehe oben, Rn. 33 f.). Der grenzüberschreitende Wettbewerbsdruck ist aber dennoch grundsätzlich in die Betrachtung einzubeziehen. In methodischer Hinsicht stellt sich daher die Frage, wie diese Wettbewerbskräfte sachgerecht erfasst und abgebildet werden.
- 70 In seiner bisherigen Praxis hat das Bundeskartellamt zur Erfassung dieser Wettbewerbskräfte den in der jüngeren Vergangenheit beobachteten Höchstwert der tatsächlichen Nettoimporte dem Markt kapazitätsseitig zugerechnet.⁵⁹ Das heißt, es wurde für die Zwecke der RSI-Berechnung unterstellt, dass dem deutschen Marktgebiet immer eine ausländische Kraftwerkskapazität in Höhe des historisch höchsten Nettoimportes⁶⁰ zur Verfügung steht, ohne insoweit auf die ausländische Nachfrage Rücksicht nehmen zu müssen.
- 71 In dem am 27. September 2019 veröffentlichten Leitfaden Missbrauchsaufsicht hat das Bundeskartellamt vor dem Hintergrund der bis dahin erkennbaren Marktentwicklung den Standpunkt vertreten, dass eine Anwendung dieses Ansatzes weiterhin sachgerecht erscheine.⁶¹ In konzeptioneller Hinsicht sei jedoch zu konstatieren, dass dieser Ansatz potentiell marktbeherrschende Unternehmen begünstige. Denn er führe bei gleichzeitiger

⁵⁸ Vgl. BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2019, S. 229 ff..

⁵⁹ Vgl. zu den Importen Bundeskartellamt, Januar 2011, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, S. 99, sowie zur Ermittlung S. 55 und 239 ff.; BKartA, FB v. 31.5.2019, B8-28/19, S. 8.

⁶⁰ Bzw. des höchsten Nettoimportes im Beobachtungszeitraum, ohne dass diese Unterscheidung bisher entscheidungserheblich geworden wäre.

⁶¹ Leitfaden Missbrauchsaufsicht, Rn. 47.

Anwendung auf alle räumlich relevanten Stromerstabzatzmärkte in Europa zu einer systematischen Überzeichnung der gleichzeitig zur Verfügung stehenden Kapazität. Vor diesem Hintergrund sollen in einem späteren Abschnitt (D.II.3.e) alternative Ansätze der sachgerechten Berücksichtigung dieser Wettbewerbskräfte diskutiert werden. Aufgrund der aktuellen Marktverhältnisse ist jedoch derzeit eine abschließende Entscheidung hierzu nicht geboten.

cc) Abbildung der zeitlichen Marktabgrenzung

- 72 Die zeitliche Marktabgrenzung spiegelt sich sowohl im Zeitraum wider, über den viertelstündliche RSI-Werte ermittelt werden, als auch in dem Schwellenwert, ab dem auf die marktbeherrschende Stellung eines Unternehmens geschlossen wird. Dabei wird zur Unterstützung bei der Bewertung der Marktmacht eines Unternehmens die Anzahl der Viertelstunden in einem längeren Zeitraum betrachtet, in denen der RSI einen bestimmten Schwellenwert (z. B. 1,0) unterschreitet; das Unternehmen gilt dann als zu diesem Zeitpunkt pivotaler Anbieter. Ein höherer Anteil solcher Viertelstunden geht mit einer höheren Wahrscheinlichkeit einher, dass das betreffende Unternehmen aus strukturellen Gründen über Marktmacht verfügt.
- 73 Nach dem in der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/-großhandel vom Bundeskartellamt angewendeten Ansatz wird eine marktbeherrschende Stellung vermutet, wenn ein Stromerzeuger in mindestens fünf Prozent der Zeit eines Jahres (d. h. in mindestens 438 Stunden bzw. 1.752 Viertelstunden) unverzichtbar für die Deckung der Stromnachfrage war.⁶² Dabei wird keineswegs zwingend ein Kalenderjahr zugrunde gelegt, sondern im Sinne einer rollierenden Betrachtung der entsprechend lange Untersuchungszeitraum. Der Schwellenwert von fünf Prozent entspricht dem allgemein in der wissenschaftlichen Debatte vorgeschlagenen Wert, der auch von anderen Wettbewerbsbehörden angewendet wird.⁶³ Er erscheint daher für die vorliegende Analyse unverändert die richtige Größenordnung zu adressieren.
- 74 Der gewählte Wert weist zwar den generellen Nachteil von Schwellenwerten auf, dass im unmittelbaren Umfeld des Schwellenwertes bereits eine marginale Veränderung der Eingangsgröße zu einer Änderung der Bewertung führt. Bei einer deutlichen Über- oder Unterschreitung der Schwellenwerte ergeben sich hingegen keinerlei Auswirkungen auf

⁶² Vgl. Bundeskartellamt, Januar 2011, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, S. 98-109.

⁶³ Vgl. Bundeskartellamt, Januar 2011, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, Fn. 134.

den maßgeblichen Befund. So beruhten die Marktbeherrschungsbefunde in der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/-großhandel für die beiden damals größten Unternehmen auf einer Überschreitung dieses Schwellenwertes um rund 500 Prozent bis 1.000 Prozent,⁶⁴ sodass es auf die genaue Bemessung des Schwellenwertes nicht ankam. Zudem geben – wie weiter unten noch ausführlich dargelegt wird – auch die derzeitigen, tatsächlichen Verhältnisse auf dem Stromerstabatzmarkt keinen Anlass, die Diskussion über die genaue Bemessung des Schwellenwertes aktuell zu vertiefen.

- 75 Im Hinblick auf den Aspekt der Rechtssicherheit für betroffene Unternehmen ist ferner darauf hinzuweisen, dass es sich bei dem Schwellenwert um eine Vermutungsschwelle handelt. Die Feststellung einer marktbeherrschenden Stellung kann in einem konkreten Einzelfall jedoch ohnehin nur anhand einer umfassenden Bewertung aller relevanten Umstände erfolgen. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die für eine marktbeherrschende Stellung in Frage kommenden Erzeugungsunternehmen heute ihre aktuelle Marktstellung anhand vielfältiger, für alle Unternehmen zugänglicher Transparenzdaten⁶⁵ und der Kenntnisse aus dem eigenen Kraftwerksgeschäft in Echtzeit ausgesprochen gut selbst einschätzen können; dies gilt nicht zuletzt auch für den Zeitpunkt der Überschreitung einer Fünf-Prozent-Schwelle.

2. Konkrete Umsetzung der RSI-Berechnung

- 76 Hinsichtlich der vom Bundeskartellamt konkret durchgeführten RSI-Berechnung wird in diesem Abschnitt zunächst die verwendete Datengrundlage dargestellt (a). Anschließend werden die vorgenommene Datenbereinigung und -validierung (b), die Ableitung der Berechnungsgrößen des RSI aus der validierten Datengrundlage (c) sowie die Verfahren zur Approximation von Werten erläutert, die nicht im Datensatz enthalten sind (d).

a) Datengrundlage

- 77 Die Datengrundlage für die Berechnung des RSI gliedert sich im Wesentlichen in die Bewegungsdaten der einzelnen Kraftwerke (Einspeisung, verfügbare Kapazitäten, Regelleistungsvorhaltung, Kapazitätsvorhaltung zur Leistungsbesicherung, etc.), Daten zum grenzüberschreitenden Stromhandel sowie die Zuordnung der einzelnen Kraftwerke zu

⁶⁴ Vgl. Bundeskartellamt, Januar 2011, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, S. 105.

⁶⁵ Vgl. nur die Internetangebote transparency.entsoe.eu, smard.de, www.netztransparenz.de, www.regelleistung.net, www.marktstammdatenregister.de.

den einzelnen Erzeugungsunternehmen. Für ergänzende Auswertungen wurde insbesondere auf Daten der ENTSO-E Transparenzplattform⁶⁶ zurückgegriffen, auf die über das Informationsportal SMARD⁶⁷ zugegriffen wurde, sowie auf die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur.⁶⁸

- 78 Die Bewegungsdaten der Kraftwerke entstammen dem Energieinformationsnetz (EIN).⁶⁹ Über das EIN müssen Betreiber von in Deutschland befindlichen Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie im Sinne der Redispatch-Regelungen des EnWG Kraftwerkseinsatzplanungsdaten an die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) übermitteln; einige österreichische Kraftwerke melden ebenfalls. Meldepflichtig sind nicht EEG-geförderte Anlagen, die einen Anschluss an der Spannungsebene 110 kV oder höher besitzen sowie einen Generator oder eine Pumpe mit einer Nettonennleistung von 10 MW oder höher betreiben. Der Datensatz enthält anlagenscharfe, viertelstündliche Daten z. B. zur geplanten Erzeugung, Regelleistungsvorhaltung, zu Vorhaltungen für die Leistungsbesicherung, frei verfügbarer Kapazität sowie im Rahmen der technischen Restriktionen derzeit verfügbarer Gesamtkapazität. Diese Daten dienen den Übertragungsnetzbetreibern insbesondere zur Planung von Redispatcheinsätzen.
- 79 Die Daten über kommerzielle Stromflüsse in das oder aus dem deutsch-luxemburgischen Marktgebiet stammen von ENTSO-E. Sie beinhalten in stündlicher Auflösung Daten zu den kommerziellen Importen und Exporten aus dem deutsch-luxemburgischen Marktgebiet in die angrenzenden Marktgebiete sowie den stündlichen kommerziellen Saldo. Für eine Abbildung auf die viertelstündlichen EIN-Werte wurde unterstellt, dass die kommerziellen Im- und Exporte in allen vier Viertelstunden einer Stunde konstant sind.
- 80 Für die im EIN meldenden Anlagen wurde eine Zurechnung der Anlagen zu RWE, EnBW, Uniper, E.ON, LEAG und Vattenfall vorgenommen. Diese erfolgte anhand der von diesen Unternehmen dem Bundeskartellamt im Rahmen des Energiemonitorings übermittelten Angaben zur kartellrechtlichen Zuordnung dieser Anlagen. Für die Zurechnung kam die kartellrechtliche Verbundmethode zur Anwendung.⁷⁰

⁶⁶ Verordnung (EU) Nr. 543/2013 der Kommission vom 14.6.2013 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten und zur Änderung des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates, ABl. L 163 v. 15.6.2013, S. 1; Adresse: <https://transparency.entsoe.eu/>.

⁶⁷ Rechtsgrundlage § 111d EnWG; Adresse <https://smard.de/>.

⁶⁸ Abrufbar unter www.bundesnetzagentur.de -> Elektrizität und Gas -> Versorgungssicherheit -> Erzeugungskapazitäten -> Kraftwerksliste.

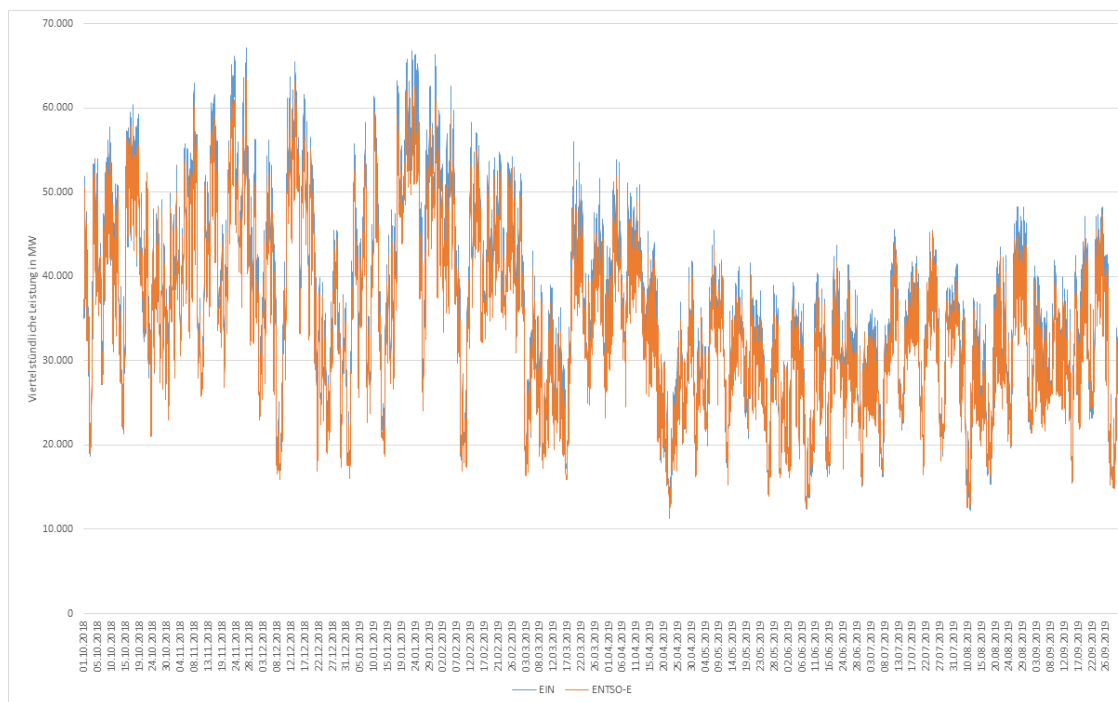
⁶⁹ BNetzA, B. v. 16.4.2014, BK6-13-200 mit Anlagen.

⁷⁰ Für eine Erläuterung siehe BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2019, S. 45.

b) Datenbereinigung und -validierung

- 81 Aus dem EIN-Datensatz wurden zunächst die wenigen Meldungen entfernt, die sich nicht auf Erzeugungsanlagen im Sinne des oben definierten Stromerstattungsmarktes beziehen. Alle verbliebenen Meldungen wurden bekannten Kraftwerken zugeordnet. An einer einstelligen Anzahl von Tagen enthielt der EIN-Datensatz eine deutlich geringere Anzahl von Meldungen als an den übrigen Tagen des Untersuchungszeitraums. Um eine Verzerrung der RSI-Ergebnisse zu vermeiden, wurden alle zu diesen Tagen gehörenden Datensätze nicht berücksichtigt. Für die betroffenen Viertelstunden wurde folglich kein RSI berechnet; diese Viertelstunden blieben auch bei der Berechnung des Anteils von RSI-Werten unter dem Schwellenwert unberücksichtigt.
- 82 Um ein Gütemaß für die EIN-Zeitreihen zu gewinnen, wurde die Gesamtproduktion nach EIN saldiert und mit den ENTSO-E Angaben verglichen. Das Ergebnis dieser Gegenüberstellung ist in der nachfolgenden Abbildung 3 dargestellt (ENTSO-E in blau, EIN in orange).

Abbildung 3: Gesamtproduktion nach EIN und ENTSO-E

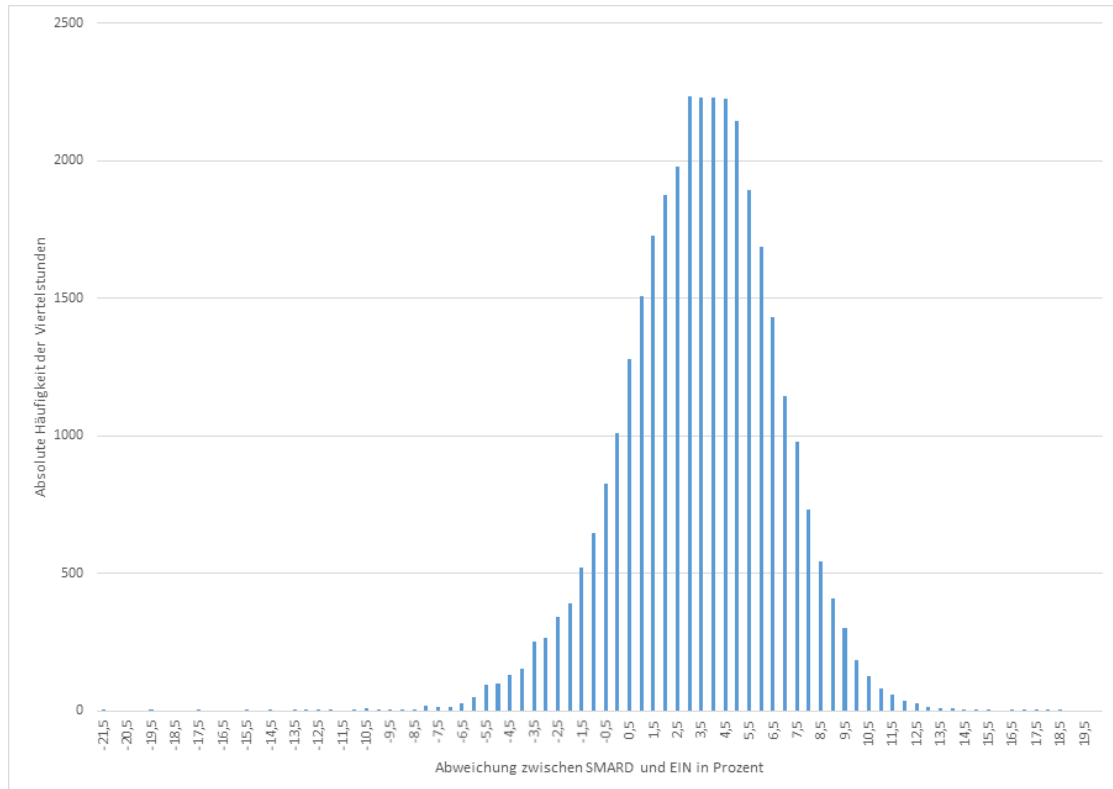


Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von EIN-Daten und ENTSO-E-Daten.

- 83 Die beobachtbaren Abweichungen zwischen EIN- und ENTSO-E-Daten bewegen sich im zu erwartenden Rahmen. Die erkennbar höheren Werte der Gesamtproduktion auf Grundlage der EIN-Daten sind darauf zurückzuführen, dass im EIN eine große Zahl von Kraftwerken mit Nettonennleistungen zwischen 10 und 100 MW melden, die nach der

Fundamentaldatentransparenzverordnung⁷¹ gegenüber ENTSO-E nicht meldepflichtig sind. Dies verdeutlicht auch die Verteilung der Abweichungen, die in der nachfolgenden Abbildung 4 dargestellt ist.

Abbildung 4: Abweichung zwischen EIN- und ENTSO-E-Daten zur Kraftwerksproduktion



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von EIN-Daten und ENTSO-E-Daten. Positive Werte bezeichnen höhere Meldungen im EIN als bei ENTSO-E.

- 84 Horizontal ist die relative Abweichung zwischen EIN und ENTSO-E in Prozent in Halb-Prozent-Schritten aufgetragen, vertikal die absolute Anzahl der entsprechenden Abweichungen. Demnach liegt das EIN meist ca. drei bis fünf Prozent über den entsprechenden ENTSO-E-Werten. Größere oder geringere Abweichungen traten zunehmend seltener auf.
- 85 Hinsichtlich der Daten für die grenzüberschreitenden Stromflüsse lagen für 46 Stunden im Beobachtungszeitraum im ENTSO-E-Datensatz keine Daten zum kommerziellen Saldo aus Im- und Exporten vor, da hier Daten zu einzelnen Anrainermarktgebieten nicht verfügbar waren. In diesen Fällen wurde der Wert aus den Salden der umliegenden Stunden interpoliert.

⁷¹ Verordnung (EU) 543/2013 der Kommission vom 14. Juni 2013 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten, ABl. 2013 L 163/1.

c) Ableitung der Berechnungsgrößen aus der Datengrundlage

- 86 Produktionsanlagen, die nicht 50 Prozent oder mehr ihrer Energieerzeugung in öffentliche Netze speisen, wurden bei der RSI-Berechnung ausgeschlossen, da hier auf eine Produktion überwiegend für den Eigenverbrauch zu schließen gewesen ist; in der Größenklasse ab zehn MW handelt es sich meist um Industrieanlagen (rund sieben GW Erzeugungskapazität). Dieser Ausschluss betrifft sowohl ihre Kapazität als auch ihre geplanten Erzeugungsmengen. Wettbewerbswirkungen, die von Überschussmengen aus der Erzeugung für den Eigenverbrauch ausgehen, die auf dem Stromer Absatzmarkt verkauft werden, werden bei der RSI-Berechnung dennoch indirekt berücksichtigt, weil die von solchen Überschussmengen gedeckte Nachfrage bei der RSI-Berechnung ebenfalls außer Betracht bleibt.
- 87 Die inländische Nachfrage je Viertelstunde wurde geschätzt als die im EIN angegebene geplante Produktion inländischer Erzeugungsanlagen (von über zehn MW und an einer Spannungsebene von mindestens 110 kV). Abgezogen werden in jeder Viertelstunde die Nettoexporte, da dieser Teil der inländischen Erzeugung ausländischen Bedarf deckt; analog wurden Nettoimporte addiert, da diese die inländische Nachfrage über die inländische Produktion hinaus befriedigen. Da die bereinigten EIN-Daten keine Meldungen von EEG-geförderten Anlagen enthalten, entspricht die so ermittelte Nachfrage der Residualnachfrage nach Abzug vorrangig eingespeister EEG-Mengen. Anlagen, die wie bereits oben erläutert als Industrieanlagen eingestuft wurden, wurden in die Berechnung der Nachfrage nicht einbezogen.
- 88 Die Kapazität wurde viertelstündlich je Kraftwerk ermittelt als dessen gemeldete geplante Produktion zuzüglich des gemeldeten, positiven Redispatchpotentials. Dies berücksichtigt implizit automatisch die jeweiligen Nichtverfügbarkeiten des Kraftwerks, Vorhaltungen für anderweitige Leistungsbesicherung und Regelleistung. Auf eine Korrektur um Redispatch-Maßnahmen wurde mangels Erheblichkeit verzichtet. Redispatch ist für die RSI-Berechnung im Wesentlichen neutral. Redispatch wird aus Netzgründen angeordnet und bewirkt grundsätzlich eine Verschiebung der Produktion zwischen Erzeugungsanlagen, ohne die Gesamtmenge der Erzeugung zu verändern. Der RSI stellt aber auf die dem Markt zur Verfügung stehenden Produktionskapazitäten ab, unabhängig davon ob sie in einer konkreten Viertelstunde genutzt werden oder frei geblieben sind. Erfolgt eine Verschiebung von Erzeugung in eine Anlage in der Netzreserve, die nicht dem Stromer Absatzmarkt zuzurechnen ist,⁷² wird die entsprechende Erzeugung bei der

⁷² Siehe dazu oben, Rn. 24.

RSI-Berechnung als Nachfrage berücksichtigt, indem die Erzeugung aus Netzreserveanlagen hier mit eingeht. Maßnahmen des Einspeisemanagements bewirken vereinfacht das Abregeln von EEG-Anlagen und die Verschiebung der Erzeugung in nicht netztechnisch restringierte Marktkraftwerke. Die in solchen Zeiten in Marktkraftwerke verschobene Erzeugung wird im Rahmen der RSI-Berechnung als Nachfrage berücksichtigt. Maßnahmen des Einspeisemanagements treten überwiegend bei erheblicher Einspeisung von nach dem EEG geförderten Anlagen auf. In solchen Zeiten äußerst hoher EEG-Einspeisung liegen keine für die RSI-Berechnung relevanten Knappheitssituationen vor.⁷³ Maßnahmen des Einspeisemanagements sind daher für die Marktmachtfeststellung zumeist unerheblich.

- 89 Die verschiedenen Möglichkeiten zur Berücksichtigung ausländischen Wettbewerbspotentials werden unter D.II.3.e) ausführlich erläutert.

d) Approximation nicht im EIN erfasster Anlagen

- 90 Der Datensatz aus dem EIN umfasst ausschließlich Erzeugungsanlagen, die eine Nettonennleistung von mindestens zehn MW haben und mindestens an die Spannungsebene 110 kV angeschlossen sind. Das EIN enthält also all die Anlagen nicht, die an einer Spannungsebene unter 110 kV angeschlossen sind oder eine Nettonennleistung von unter zehn MW aufweisen. Die entsprechende Erzeugungskapazität lässt sich jedoch aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur⁷⁴ ableiten. Entsprechend der Abgrenzung des Stromer Absatzmarktes wurden hierbei nur nicht nach dem EEG geförderte Kapazitäten berücksichtigt, die nicht vorrangig dem Eigenverbrauch dienen. Nach dieser Abgrenzung liegen für eine Kapazität von ca. 6.703 MW keine EIN-Daten vor.
- 91 Die nicht vom EIN erfassten, dem Stromer Absatzmarkt jedoch zuzurechnenden Erzeugungsanlagen wurden durch eine Approximation in die RSI-Berechnung eingeführt. Dabei wurde die Marktnachfrage je um viertelstundenscharfe Schätzungen der Produktion dieser Anlagen ergänzt. Die Schätzung der Produktion der fehlenden Anlagen wurde aus der Kapazität dieser Anlagen und der beobachteten Auslastung von im EIN meldenden Anlagen unter 50 MW Nettonennleistung errechnet. Die Marktkapazität der anderen Unternehmen wurde um konstant 6.703 MW erhöht, d. h. die Anlagen wurden keinem der untersuchten Unternehmen zugerechnet. Dies impliziert eine geringfügige Unterschätzung der jeweiligen Marktstellung dieser Unternehmen. Eine weitere Präzisierung

⁷³ Siehe dazu auch unten, Rn. 107 ff.

⁷⁴ Vgl. die öffentliche Fassung der Kraftwerksliste, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.

erschien aber unter den derzeitigen Marktbedingungen nicht zuletzt deshalb entbehrlich, weil RWE als am ehesten für eine marktbeherrschende Stellung in Betracht kommendes Unternehmen den ganz überwiegenden Teil ihrer kleinen Kraftwerke im Zuge des inzwischen kartellrechtlich freigegebenen komplexen Tauschs von Geschäftsaktivitäten zwischen beiden Unternehmen an E.ON abgeben wird.

3. Berechnungen und Sensitivitätsbetrachtungen

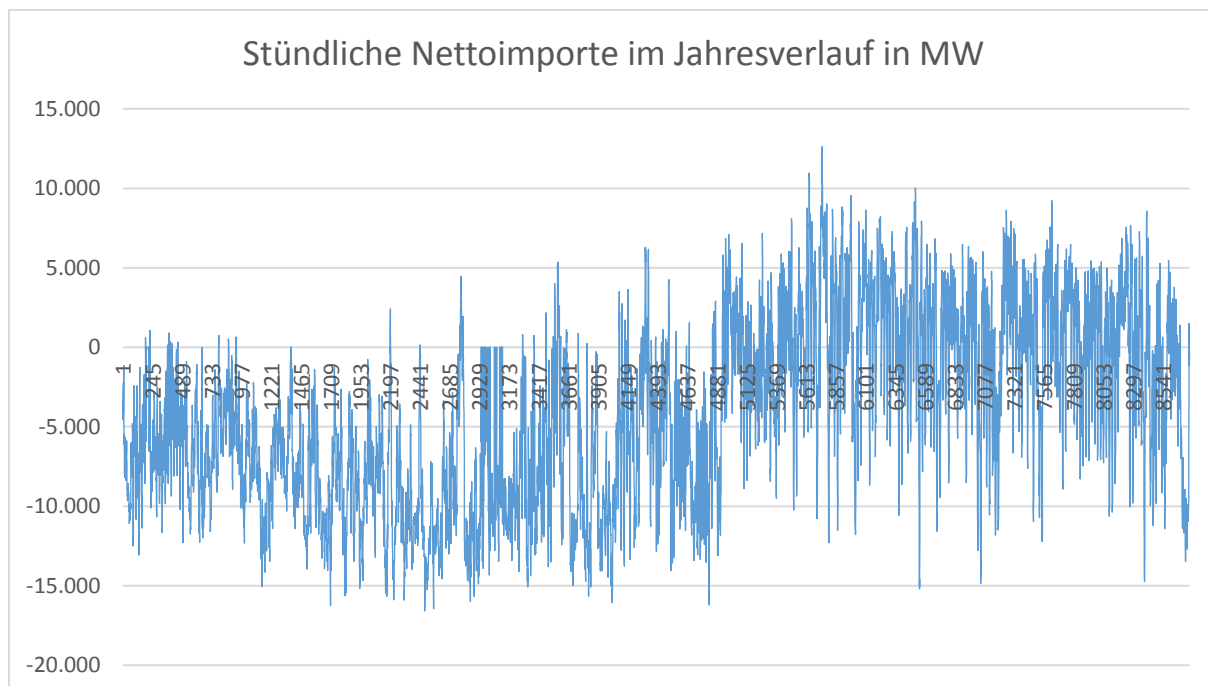
a) Import-Export-Salden

- 92 Für die Berechnung des RSI hat das Bundeskartellamt in der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/-großhandel den Höchstwert des Nettoimportes als verfügbare Kapazität zugrunde gelegt.⁷⁵ Damit wurde für die Zwecke der RSI-Berechnung unterstellt, dass diese Kapazität dem inländischen Marktgeschehen durchgängig zur Verfügung steht. Im Leitfaden Missbrauchsaufsicht bewertete das Bundeskartellamt dieses Vorgehen als im Ansatz nach wie vor zielführend. Das Bundeskartellamt wies jedoch zugleich auf das grundlegende, konzeptionelle Problem hin, dass es bei gleichzeitiger Anwendung dieses Ansatzes auf alle räumlich relevanten Stromerstabsatzmärkte in Europa zu einer systematischen Überzeichnung der gleichzeitig zur Verfügung stehenden Kapazität kommt.⁷⁶ Dieser Ansatz unterzeichnet daher tendenziell die tatsächlich bestehende Marktmacht der Stromerzeugungsunternehmen.
- 93 Zudem ist zu berücksichtigen, dass es sich bei dem Maximalwert des Nettoimportes um einen extremen Einzelwert handelt, der vergleichsweise stark durch unter Umständen zufällige, äußert seltene oder gar einmalige Situationen am Stromerstabsatzmarkt geprägt sein kann. Der potentielle Verzerrungseffekt dieses Ansatzes für die Marktmachtanalyse kann daher entsprechend ausgeprägt sein. Die jüngsten Marktentwicklungen bestätigen diese Problematik. In Abbildung 5 sind die stündlichen Nettoimportwerte im Zeitverlauf über den Untersuchungszeitraum vom 1. Oktober 2019 bis 30. September 2019 aufgetragen. Danach traten Werte deutlich über zehn GW überhaupt nur in zwei Situationen im Jahresverlauf auf. Der Maximalwert des Nettoimportes betrug 12,6 GW.

⁷⁵ Vgl. BKartA, Januar 2011, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, S. 99.

⁷⁶ BNetzA und BKartA, Leitfaden Missbrauchsaufsicht, Rn. 47.

Abbildung 5: Stündliche Nettoimporte im Jahresverlauf (01.10.2018-30.9.2019)

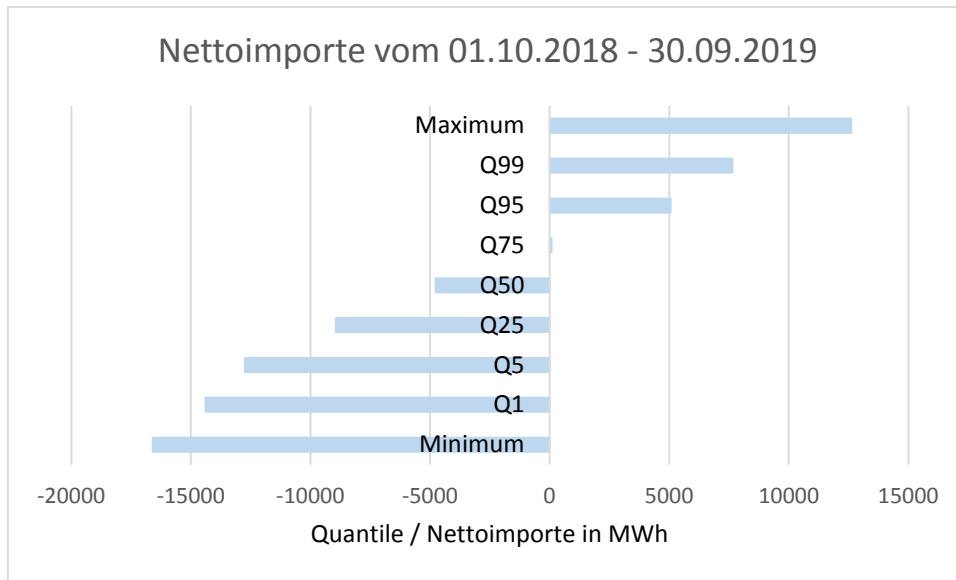


Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von ENTSO-E-Daten.

- 94 Die vorstehende Abbildung verdeutlicht zudem die Volatilität des Importwertes im Jahresverlauf. Die beschränkte Eignung des Maximalwertes des Nettoimportes für die Erfassung des tatsächlich von ausländischen Kraftwerken ausgehenden Markt- und Wettbewerbspotentials im Jahresverlauf verdeutlicht auch die nachfolgende Darstellung in Quantilen in Abbildung 6.⁷⁷ Deutschland ist in beinahe 75 Prozent der Stunden sogar Nettoexporteur von Strom gewesen.

⁷⁷ Zum Begriff „Quantil“ siehe oben Rn. 58.

Abbildung 6: Quantile der Nettoimporte



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von ENTSO-E-Daten.

- 95 Die Darstellung zeigt ausgewählte Größenquantile sowie Maximum und Minimum der Nettoimporte im Beobachtungszeitraum (1. Oktober 2018 bis 30. September 2019). Die Quantile sind grundsätzlich in 25 Prozent-Schritte unterteilt. Die Schrittweite der Quantile wurde in der Nähe von Maximum bzw. Minimum feingliedriger gewählt, um den dort steilen Verlauf der Änderungen besser herauszuarbeiten.
- 96 Die ausgewerteten Daten zeigen über die obige Abbildung hinaus, dass die Stunde, in welcher der Maximalwert der Nettoimporte von 12,6 GWh auftrat, zugleich die einzige Stunde mit einem Nettoimport größer elf GWh war; eine solche Situation trat also in nur ca. 0,01 Prozent der Stunden eines Jahres auf. Weiter gab es sieben Stunden mit einem Nettoimport größer zehn GWh – also ca. 0,08 Prozent der Stunden eines Jahres, 17 Stunden mit einem Nettoimport von größer neun GWh – also ca. 0,2 Prozent der Stunden eines Jahres und 59 Stunden mit einem Nettoimport von größer acht GWh – also ca. 0,7 Prozent der Stunden eines Jahres.
- 97 Das Bundeskartellamt stellt ferner fest, dass seit der Anfang 2019 abgeschlossenen RSI-Analyse in dem Fusionskontrollverfahren RWE/E.ON und dem vorliegenden Marktmachtbericht nahezu eine Verdoppelung dieses Nettoimport-Höchstwertes eintrat, ohne dass sich strukturelle Faktoren wie etwa der Kraftwerkspark sprunghaft entwickelt hätten. In konzeptioneller Hinsicht ist daher zu konstatieren, dass der Ansatz der Verwendung des Maximalwertes der Nettoimporte zu stark von zufälligen oder einmaligen Konstellationen beeinflusst wird. Um ein aussagekräftigeres Maß für die mit relevanter Häufigkeit aus anderen Marktgebieten dem deutsch-luxemburgischen Marktgebiet zur Verfügung stehende Stromerzeugungskapazität zu gewinnen, hat das Bundeskartellamt

den Berechnungsansatz daher weiterentwickelt. In der nachfolgenden RSI-Berechnung wird grundsätzlich der Nettoimportwert an der Grenze zu den ein Prozent höchsten Werten (7.649 MWh) und alternativ auch der Wert an der Grenze zu den fünf Prozent höchsten Werten (5.062 MWh) zugrunde gelegt. Dies macht in gewissem Umfang von Extremsituationen unabhängig und bildet so die vorhersehbaren Marktgegebenheiten besser ab. Demnach lägen in einem Prozent bzw. fünf Prozent der Zeit höhere Importwerte vor, als sie kapazitätsseitig berücksichtigt werden. Um resultierende Verzerrungen auszuschließen wurde, in den ein Prozent bzw. fünf Prozent der Zeit, in denen der realisierte Import höher lag als der vorgenannte Nettoimportwert von 7.649 MWh bzw. 5.062 MWh, der höhere Wert des realisierten Importes zugrunde gelegt.

b) Ergebnisse der RSI-Berechnung

- 98 Die nachfolgende Tabelle 5 zeigt die Ergebnisse der RSI-Berechnungen bei Zugrundelegung eines Nettoimportwertes von 7.649 MWh, der nur in 1 % der Zeit überschritten worden ist. Bei der RSI-Berechnung wird also eine jederzeit aus dem Ausland zur Verfügung stehende Erzeugungskapazität von 7.649 MW unterstellt. Aufgeführt ist der Zeitanteil, in denen der RSI des untersuchten Unternehmens kleiner 1,0 gewesen ist. Zu diesen Zeiten ist das betreffende Unternehmen demnach pivotal gewesen, für die Deckung der Nachfrage also unerlässlich.

Tabelle 5: Zeitanteil mit RSI < 1,0 je Unternehmen unter Einbeziehung von 7.649 MW ausländischer Erzeugungskapazität.

Unternehmen	Zeitanteil mit RSI < 1,0 in Prozent
RWE	[< 2] %
EnBW	[< 0,02] %
LEAG	0 %
E.ON	0 %
Uniper	0 %
Vattenfall	0 %

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Daten des EIN und ENTSO-E.

- 99 Es zeigt sich, dass nur RWE in einem geringen einstelligen Prozentsatz der Zeit pivotal gewesen ist und zwar in deutlich weniger als fünf Prozent der Zeit. Von den übrigen großen Stromerzeugungsunternehmen war im Untersuchungszeitraum nur EnBW überhaupt einmal pivotal und das nur in weniger als 0,02 Prozent der Zeit.

100 Um die Robustheit der Schlussfolgerungen hinsichtlich des Marktmachtbefundes weiter zu erhöhen, sind in der nachfolgenden Tabelle 6 die RSI-Berechnungen bei Zugrundelegung eines Nettoimportwertes von 5.062 MWh, der nur in fünf Prozent der Zeit überschritten worden ist, zusammengefasst. Bei der RSI-Berechnung wird also eine jederzeit aus dem Ausland zur Verfügung stehende Erzeugungskapazität von 5.062 MW unterstellt.

Tabelle 6: Zeitanteil mit RSI < 1,0 je Unternehmen unter Einbeziehung von 5.062 MW ausländischer Erzeugungskapazität

Unternehmen	Zeitanteil mit RSI < 1,0 in Prozent
RWE	[< 4,5] %
EnBW	[< 0,15] %
LEAG	[< 0,1] %
E.ON	0 %
Uniper	0 %
Vattenfall	0 %

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Daten des EIN und ENTSO-E.

101 In diesem im Hinblick auf die Importe deutlich konservativeren Szenario ist wiederum allein RWE in einem einstelligen Prozentsatz der Zeit pivotal gewesen, allerdings immer noch in knapp weniger als fünf Prozent der Zeit. Von den übrigen großen Stromerzeugungsunternehmen war keines mehr als 0,15 Prozent der Zeit pivotal. Bei der Interpretation dieser Werte ist allerdings zu berücksichtigen, dass der Wert der Importkapazität von 5.062 MW um mehr als 2.000 MW unter dem tatsächlich realisierten Höchstwert des Vorjahres und um mehr als 1.000 MW unter dem langjährigen Höchstwert⁷⁸ von rund sechs GW liegt.

c) Sensitivität der RSI-Werte im Grenzbereich des Schwellenwertes

102 Die Verwendung von Schwellenwerten kann grundsätzlich dazu führen, dass die Analyse bei nur geringer Änderung der Eingangswerte eine andere Bewertung indiziert. So kann im Falle des RSI ein Unternehmen z. B. in einer relativ großen Anzahl von Viertelstunden einen RSI von knapp über 1,0 aufweisen und damit knapp nicht pivotal sein. Bei einer relativ kleinen Änderung der maßgeblichen Marktsituation und der entsprechenden Berechnungsgrößen könnten sich daher aber in einer darauffolgenden RSI-Berechnung in diesen Viertelstunden Werte von knapp unter 1,0 und damit eine entsprechend stärker

⁷⁸ Vgl. näher Rn. 121.

ausgeprägte Pivotalität ergeben. Diese potentielle Problematik verdeutlichen nicht zuletzt auch die oben unter b) aufgeführten Ergebnisse der RSI-Berechnungen bei Zugrundelegung unterschiedlich hoher, dem deutsch-luxemburgischen Marktgebiet stets zur Verfügung stehender, ausländischer Stromerzeugungskapazitäten.

- 103 Um die Sensitivität der berechneten RSI-Werte im Grenzbereich des Schwellenwertes von fünf Prozent zu analysieren, greift das Bundeskartellamt auf eine andere Darstellung der oben unter b) berechneten viertelstündlichen RSI-Werte zurück. Oben unter b) ist angegeben, in wieviel Prozent der Zeit ein Unternehmen einen RSI-Wert von unter 1,0 hat. In den folgenden Darstellungen ist angegeben, wie hoch der niedrigste noch verbleibende RSI-Viertelstundenwert nach Entfernung der fünf Prozent niedrigsten RSI-Werte ist, also das fünf Prozent-Quantil.⁷⁹ Die Zahl drückt aus, im welchem Umfang das betreffende Unternehmen in fünf Prozent der Zeit für die Deckung der Nachfrage unerlässlicher gewesen ist, als es der angegebene RSI-Wert indiziert. Die Darstellung unten verändert den Schwellenwert von fünf Prozent der Zeit mit einem RSI von 1,0 oder weniger nicht. Hat ein Unternehmen in mehr als fünf Prozent der Zeit einen RSI-Wert von 1,0 oder kleiner, liegen logisch notwendig auch die fünf Prozent kleinsten Werte bei 1,0 oder kleiner. Hat ein Unternehmen hingegen in weniger als fünf Prozent der Zeit einen RSI-Wert von 1,0 oder kleiner, so liegt logisch notwendig ein Teil der fünf Prozent kleinsten RSI-Werte über 1,0 und in der nachfolgenden Darstellung erscheint ein Wert größer 1,0 als verbleibender kleinster RSI-Wert. Entsprechend der Darstellung oben unter b) wird auch in der nachfolgenden Darstellung der Nettoimportwert an der Grenze zu den 99 Prozent höchsten Werten (7.649 MWh) und alternativ auch der Wert an der Grenze zu den 95 Prozent höchsten Werten (5.062 MWh) zugrunde gelegt.

Tabelle 7: 5 %-höchster RSI-Wert je Unternehmen bei 7.649 MW ausländischer Erzeugungskapazität.

Unternehmen	5 % höchster RSI-Wert
RWE	[ca. 1,05]
LEAG	[ca. 1,2]
EnBW	[ca. 1,2]
Vattenfall	[ca. 1,25]
E.ON	[ca. 1,25]
Uniper	[ca. 1,3]

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Daten des EIN und ENTSO-E.

⁷⁹ Zum Begriff siehe oben Rn. 58.

104 Die Werte in Tabelle 7 zeigen, dass RWE bei Zugrundelegung des 99 Prozent-Quantils der Nettoimporte im Beobachtungszeitraum in mehr als 95 Prozent der Stunden einen RSI von [...] hat, also noch rund fünf Prozent mehr an inländischer Erzeugungskapazität, die nicht RWE zuzurechnen ist, zur Bedarfsdeckung zur Verfügung stand. Lässt man technische Restriktionen außer Betracht entspricht dies weniger als vier GW der installierten, dem Stromer Absatzmarkt zuzurechnenden Kapazität.

Tabelle 8: 5 %-höchster RSI-Wert je Unternehmen bei 5.062 MW ausländischer Erzeugungskapazität

Unternehmen	5 % höchster RSI-Wert
RWE	[>1,00]
LEAG	[ca. 1,5]
EnBW	[ca. 1,5]
Vattenfall	[ca. 1,2]
E.ON	[ca. 1,2]
Uniper	[ca. 1,2]

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Daten des EIN und ENTSO-E.

105 Die Werte in Tabelle 8 zeigen, dass RWE bei Zugrundelegung des 95 Prozent-Quantils der Nettoimporte im Beobachtungszeitraum in mehr als 95 % der Stunden einen RSI von [...] hat, also noch knapp 1 Prozent mehr an inländischer Erzeugungskapazität, die nicht RWE zuzurechnen ist, zur Bedarfsdeckung zur Verfügung stand. Lässt man technische Restriktionen außer Betracht, entspricht dies rund 500 MW der installierten, dem Stromer Absatzmarkt zuzurechnenden Kapazität.

106 Die Werte vertiefen den Befund von oben b). Bei Zugrundelegung des 99 Prozent-Quantils der Nettoimporte im Beobachtungszeitraum ist RWE in den engsten fünf Prozent der Stunden nicht pivotal; der Abstand zur Pivotalität an diesem Punkt liegt aber im Rahmen der in den kommenden Jahren zu erwartenden Marktverknappungen, die z. B. aus dem Atomausstieg oder dem Kohleausstieg resultieren werden bzw. dürften. Bei Zugrundelegung des 95 Prozent-Quantils der Nettoimporte ist der Abstand von RWE zur Pivotalität sogar an der Messgrenze. Dies bestätigt erneut,⁸⁰ dass der bevorstehende Kapazitätsrückbau insb. in Folge des Atomausstieges dazu führen könnte, dass RWE die Fünf-Prozent-Vermutungsschwelle in naher Zukunft überschreiten könnte.

⁸⁰ Vgl. schon BKartA, FB v. 31.5.2019, B8-28/19 S. 8 f. – RWE/E.ON.

d) Sensitivität der RSI-Werte gegenüber der Nicht-Einbeziehung der EEG-Mengen in den Stromer Absatzmarkt

- 107 In den Stromer Absatzmarkt werden die nach dem EEG geförderten Erzeugungskapazitäten nicht einbezogen (vgl. bereits oben C.I.6). Ausschlaggebend hierfür ist insbesondere der Umstand, dass EEG-geförderte Strommengen unter den gegenwärtigen und absehbaren Marktumständen von den ansonsten im Stromer Absatzmarkt wirkenden Angebots- und Nachfragekräften wettbewerblich entkoppelt sind.
- 108 Diese sachliche Marktabgrenzung wurde teilweise unter anderem im Rahmen der öffentlichen Konsultation des Entwurfs des Leitfadens Missbrauchsaufsicht kritisiert. Auf Grundlage der Analysen im Fusionskontrollverfahren RWE/E.ON hielt das Bundeskartellamt aber an dieser Auffassung fest.⁸¹ Im parallelen Fusionskontrollverfahren RWE/E.ON-Vermögenswerte öffnete auch die Europäische Kommission ihre bisherige Marktabgrenzungspraxis in Richtung einer Nichteinbeziehung von EEG-geförderten Strommengen in den Stromer Absatzmarkt.⁸² Ferner findet die Auffassung des Bundeskartellamtes zumindest im Hinblick auf die EEG-geförderte Stromerzeugung aus Windkraft und solarer Strahlungsenergie auch die ausdrückliche Zustimmung der Monopolkommission.⁸³
- 109 Aufgrund dieser Diskussion soll im Folgenden jedoch die Sensitivität dieser Marktabgrenzungsfrage für die Marktmachtermittlung mit Hilfe des RSI analysiert werden. Dabei ist insbesondere zu berücksichtigen, dass aufgrund der Besonderheiten des Produkts Strom die Marktmacht eines Anbieters im Sinne der Möglichkeit, den Marktpreis gezielt beeinflussen zu können, davon abhängt, ob und inwieweit die Erzeugungsanlagen anderer Anbieter die im Zeitablauf schwankende Nachfrage bedienen können. Die Wahrscheinlichkeit von Marktmacht ist für einen gegebenen Kraftwerkspark eines Anbieters daher umso höher, je knapper die insgesamt im Markt überhaupt verfügbare Angebotskapazität im Verhältnis zur Nachfrage jeweils ist.
- 110 Einspeisungen durch EEG-geförderte Erzeugungskapazitäten verdrängen schon aufgrund ihrer Kostenstruktur nicht nach dem EEG geförderte Erzeugungskapazitäten, die dann wiederum als verfügbare Kapazitäten die relative Knappheit reduzieren. Da die nach dem EEG geförderten Erzeugungskapazitäten im Jahr 2018 bereits über 50 Prozent der in Deutschland verfügbaren Gesamt-Erzeugungskapazität ausmachten,⁸⁴ ist

⁸¹ BKartA, FB v. 31.5.2019, B8-28/19, S. 5 – RWE/E.ON.

⁸² KOM, PM v. 26.2.2019, IP/19/1432 in COMP/M.8871 – RWE/E.ON-Vermögenswerte.

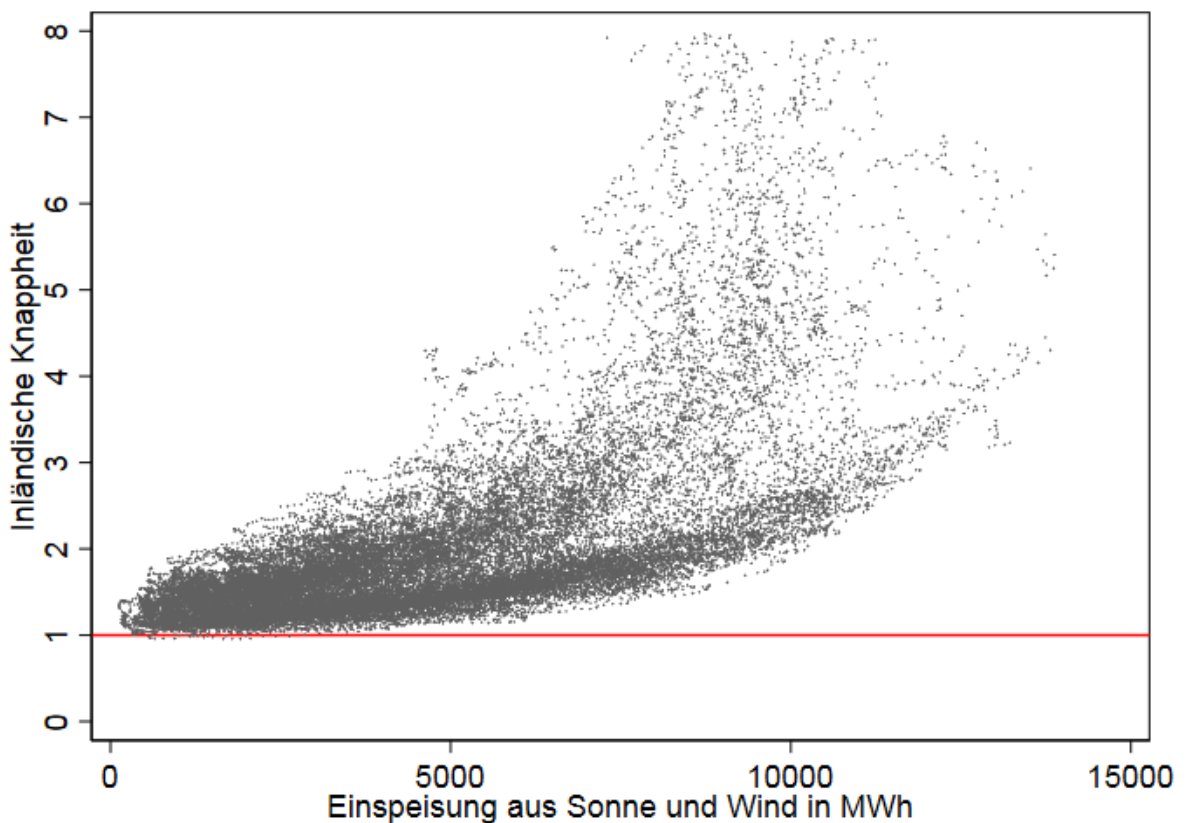
⁸³ Monopolkommission, 7. Sektorgutachten Energie 2019, Rn. 38 ff.

⁸⁴ BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2019, S. 61 ff.

dieser Effekt erheblich. In Zeiten signifikanter Stromeinspeisungen durch dargebotsabhängige EEG-geförderte Erzeugungskapazitäten ist daher nicht davon auszugehen, dass die Angebotskapazität im Verhältnis zur Gesamtnachfrage knapp ist. Solche Knappheitssituationen werden erst mit abnehmender Einspeisung von EEG-gefördertem Strom zunehmend wahrscheinlicher.

- 111 Dies lässt sich auch empirisch belegen. In der nachfolgenden Abbildung 7 ist die inländische Knappheit der volatilen Einspeisung auf Basis von Wind- und Sonnenenergie gegenübergestellt. Die inländische Knappheit beschreibt, inwieweit die Kapazitäten im Marktgebiet zur Deckung der Nachfrage im Marktgebiet hinreichend sind; bei dieser Darstellung bleiben Im- und Exporte außer Betracht. Die Darstellung beschränkt sich ferner auf die Einspeisung auf Basis von Wind- und Sonnenenergie, da die Einspeisung aus anderen erneuerbaren Energiequellen kaum schwankt.

Abbildung 7: Verhältnis von inländischer Knappheit auf dem Stromer Absatzmarkt zu den viertelstündlichen Einspeisungen auf Basis von Sonne und Wind



Anmerkung: Die rote waagerechte Linie markiert den inländischen Knappheitswert von 1.

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Daten aus dem EIN und von ENTSO-E.

- 112 Die Darstellung zeigt, dass eine inländische Angebotsknappheit in Zeiten hoher Wind- und Solareinspeisungen nicht auftritt. Sie tritt hingegen verstärkt auf, je weniger der Wind

weht und die Sonne scheint. Ausgeprägte Knappheitswerte treten nur bei sehr niedriger EEG-Einspeisung auf (in der Abbildung links). Der Markt ist – wie erwartet – vor allem dann auf nicht nach dem EEG geförderte Kapazitäten angewiesen, wenn wenig Energie aus erneuerbaren Energien zur Verfügung steht. In den für die Messung der Marktmacht mit Hilfe des RSI besonders relevanten Zeiten der (relativen) Angebotsknappheit stellen daher dargebotsabhängige EEG-Einspeisungen rein faktisch keine Alternative dar, um die Marktmacht der Anbieter von nicht nach dem EEG geförderten Erzeugungskapazitäten zu begrenzen.

- 113 Die fehlende Sensitivität einer Einbeziehung EEG-geförderter Einspeisung in den Stromerstabatzmarkt für den Marktmachtbefund ergibt sich bereits aus der Berechnungsmethodik des RSI. Der entscheidende Aspekt dabei ist, dass EEG-geförderte Anlagen unter den gegenwärtigen Marktbedingungen immer profitabel betrieben werden können. Die einzige Ausnahme hierzu bilden Perioden mit stark negativen Preisen. Diese Perioden sind jedoch gerade keine Situationen vorherrschender Angebotsknappheit. Eine Einbeziehung von EEG-geförderten Anlagen erfolgt ferner immer zugleich sowohl hinsichtlich ihrer dargebotsabhängigen verfügbaren Kapazität als auch hinsichtlich ihrer tatsächlichen Erzeugungsmengen. Diese beiden Größen werden bei den viertelstündlichen RSI-Werten jeweils in Zähler und Nenner aufsummiert. Ob ein viertelstündlicher RSI-Wert den Schwellenwert von 1,0 in einer Viertelstunde über- oder unterschreitet, hängt daher allein von den Kapazitäts- und Nachfrageverhältnissen außerhalb der EEG-Förderung ab; eine Einbeziehung der EEG-Mengen würde nur das Ausmaß verändern, um das der RSI den Schwellenwert von 1,0 über- oder unterschreitet. Hier schlägt sich spiegelbildlich nieder, dass die von EEG-gefördertem Strom gedeckte Nachfrage auch dann bei der Berechnung des RSI auf dem Stromerstabatzmarkt indirekt Berücksichtigung findet, wenn dieser unter Ausschluss EEG-geförderter Strommengen definiert wird. Denn den nicht EEG-geförderten Stromerzeugungskapazitäten steht auch nur die Residualnachfrage nach nicht EEG-gefördertem Strom gegenüber.

e) Optionen der Abbildung des ausländischen Wettbewerbspotentials

- 114 Entsprechend der räumlichen Marktabgrenzung⁸⁵ bildet die verwendete Datenbasis für die Berechnung des RSI das Wettbewerbsgeschehen innerhalb des deutsch-luxemburgischen Marktgebietes feingranular und nahezu vollständig ab. Bei der Berechnung des RSI werden zudem die wettbewerblichen Wirkungen von tatsächlichen Im- und Exporten

⁸⁵ Siehe dazu oben C.II.

berücksichtigt; dies geschieht im Nenner bei der Neubildung der inländischen Nachfrage, die entsprechend um Exporte reduziert oder Importe erhöht wird. Bei der Berechnung des RSI muss jedoch auch das wettbewerbliche Potential von außerhalb des Marktgebietes Berücksichtigung finden; dies geschieht im Zähler bei der Bemessung der dem Markt zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazität.

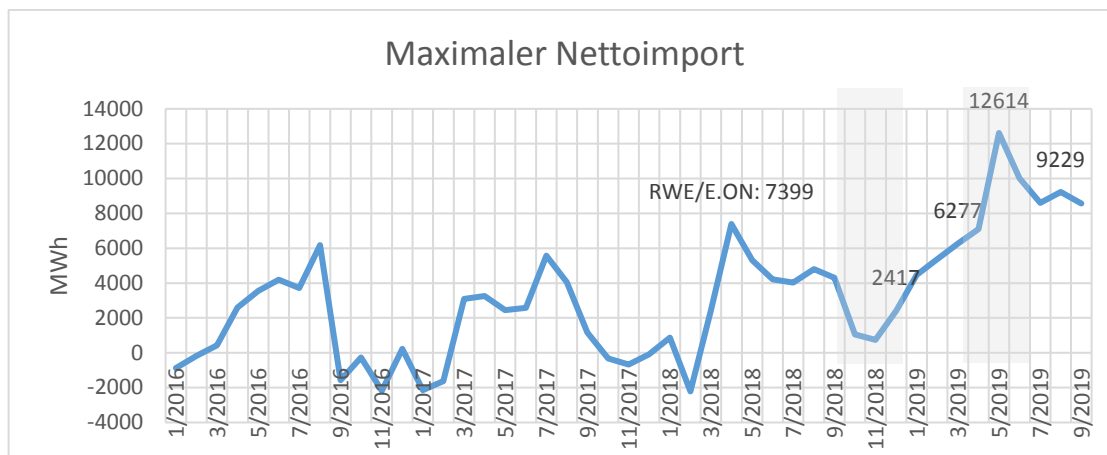
- 115 Oben unter a) wurde bereits gezeigt, dass die saldierten grenzüberschreitenden Flüsse (Importsalden) im Zeitverlauf stark schwanken und teilweise untertägig mehrfach die Richtung zwischen Im- und Exporten wechseln. Es stellt sich daher die Frage, welcher Ansatz für die Berücksichtigung des ausländischen Wettbewerbspotentials sachgerecht ist. Vor dem Hintergrund der aktuellen Marktverhältnisse und der oben dargelegten Ergebnisse der RSI-Analyse ist hierzu zum gegenwärtigen Zeitpunkt allerdings keine abschließende Entscheidung geboten. Im Folgenden werden daher lediglich denkbare Ansätze der Berücksichtigung vorgestellt und diskutiert, die in Folgeberichten ggf. erneut aufgegriffen werden.
- 116 Gegenüber der Erzeugungskapazität, die innerhalb des Marktgebietes zur Verfügung steht, weist das wettbewerbliche Potential von außerhalb des Marktgebietes eine entscheidende Besonderheit auf: Es besteht nicht aus Erzeugungsanlagen, die in ihren technischen und wirtschaftlichen Grenzen frei eingesetzt werden können, sondern aus Marktverhältnissen, die sich im Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage in den jeweils angrenzenden Marktgebieten ergeben. Daraus folgt, dass das wettbewerbliche Potential von außerhalb des Marktgebietes im Saldo auch die Form einer Nachfrage annehmen kann. Dies war im Beobachtungszeitraum 1.10.2018-30.9.2019 in knapp 75 % der Zeit auch der Fall. Insgesamt ist die Importkapazität eher eine situative Größe. In diesem Bericht wird zwar für 95 Prozent bzw. 99 Prozent der Zeitpunkte eine starre Größe angesetzt, diese Größen entspringen aber deutlich weniger extremen Marktsituationen als der Maximalwert und sind deshalb besser übertragbar.
- 117 Die denkbaren Lösungen für die Abbildung des Wettbewerbspotentials von außerhalb des Marktgebietes unterscheiden sich hinsichtlich der maßgeblichen Referenzgröße und deren zeitlicher Auflösung. Als Referenzgröße könnte beispielsweise auf die technisch mögliche Im- bzw. Exportkapazität abgestellt werden oder auf die im Handel oder physisch tatsächlich realisierten Nettoim- oder -exporte. Beide Größen schwanken im Zeitverlauf und könnten daher z. B. als absolute Höchstwerte, als saisonale Werte oder als zeitlich hochauflösende, situative Werte berücksichtigt werden. Ferner käme eine situa-

tiv bedingte Referenzgröße in Betracht. So könnte beispielsweise auf die Im-/Exportsalden abgestellt werden, wenn eine lange inländische Knappheit⁸⁶ vorliegt, die etwa die sprichwörtliche „Dunkelflaute“ nachbildet.

- 118 Die technisch maximal möglichen Im- und Exporte werden durch die Kapazität der die Marktgebietsgrenzen überschreitenden Leitungen beschränkt; dies gilt sowohl in negativer Richtung – also für den Export – als auch in positiver Richtung – also für den Import. Die für den Handel zur Verfügung stehende, Marktgebietsgrenzen überschreitende Kapazität ist jedoch im Zeitablauf weder konstant noch im Vorhinein bekannt. Dies liegt nicht zuletzt daran, dass im Rahmen des Flow-Based-Market-Coupling eine situative Optimierung der Handelsmöglichkeiten stattfindet, die sowohl technische Aspekte der Netze innerhalb der Marktgebiete als auch ökonomische Aspekte der Angebots-/Nachfragesituation in den angeschlossenen Marktgebieten erfasst. Das Abstellen auf eine technisch verfügbare Kapazität würde daher insbesondere sehr bedeutsame ökonomische Faktoren ignorieren, die aber das tatsächliche Wettbewerbspotential von außerhalb des Marktgebietes strukturell prägen. Dieser Ansatz für die Berücksichtigung des ausländischen Wettbewerbspotentials kommt daher nach Ansicht des Bundeskartellamtes aus konzeptionellen Gründen für eine sachgerechte Erfassung der Marktmachtverhältnisse nicht in Betracht.
- 119 Aus diesem Grund hat das Bundeskartellamt seit der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/-großhandel auf die saldierten tatsächlichen Nettoim-/exporte abgestellt. Dabei hat es zugunsten des Unternehmens, dessen Marktmacht jeweils untersucht worden ist, bisher den Höchstwert des Nettoimportes als Referenzgröße gewählt. Aufgrund der aktuellen Marktentwicklung würde – wie bereits oben dargelegt wurde – eine Fortführung dieses Ansatzes die Annahme implizieren, dass dem deutsch-luxemburgischen Markt zu jeder Zeit 12.614 MW ausländischer Kapazitäten zur Verfügung stünden. Dieser Ansatz erscheint auch deshalb verfeinerungsbedürftig, weil die maximalen Nettoimporte saisonal durchaus charakteristisch schwanken.
- 120 Abbildung 8 fasst zur Veranschaulichung die monatlichen Importmaxima seit dem 1. Januar 2016 zusammen. Dazu wurden quartalsweise Werte für den Beobachtungszeitraum aufgetragen sowie der in RWE/E.ON maßgebliche höchste Nettoimportwert aus dem zweiten Quartal 2018.

⁸⁶ Zum Begriff siehe oben, Rn. 111.

Abbildung 8: Maximaler Monatlicher Nettoimport



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Daten von ENTSO-E.

- 121 In allen erfassten Jahren zeigt sich, dass in den Wintermonaten stets ein deutlich niedrigerer maximaler Nettoimport erreicht wird als in den Sommermonaten. Zudem wird deutlich, dass sich das Niveau der maximalen Importwerte in den letzten Jahren deutlich erhöht hat. So lag der Jahreshöchstwert der stündlichen Nettoimporte in den Jahren 2016 und 2017 bei rund sechs GWh; dieser Wert entspricht noch der Größenordnung, die auch im Rahmen der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/-großhandel in der RSI-Analyse ermittelt wurde.⁸⁷ Im Jahr 2018, aber noch vor der Abtrennung Österreichs aus dem Marktgebiet, erreichte der Nettoimport erstmals einen Wert von über sieben GWh, der in dem Fusionskontrollverfahren RWE/E.ON relevant geworden ist. Im Frühjahr 2019 überschritt der maximale Nettoimport sodann erstmals zwölf GWh.
- 122 Eine mögliche Verfeinerung der Analyse könnte in einer zeitlich differenzierteren Betrachtung der Maximalwerte bestehen. Auch bei einer quartalsweisen Betrachtung ergeben sich aber ebenfalls noch deutlich divergierende Maximalwerte. Diese lagen für die Quartale des Beobachtungszeitraums zwischen 2.417 MWh und 12.614 MWh. Auch bei einer Betrachtung nach meteorologischen Jahreszeiten ergeben sich stark unterschiedliche Maximalwerte. Die nachfolgend in Tabelle 9 wiedergegebenen Werte wurden näherungsweise im Dreimonatsrhythmus beginnend am 15. August 2018 ermittelt. Auch bei dieser Differenzierung schwanken die Werte zwischen 4.297 MWh und 12.614 MWh.

⁸⁷ BKartA, Januar 2011, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, S. 243.

Tabelle 9: Jahreszeitlicher maximaler Nettoimport

	Maximaler Nettoimport in MWh
Herbst 2018	4.297
Winter 2018/19	4.466
Frühjahr 2019	7.178
Sommer 2019	12.614
Herbst 2019	8.561

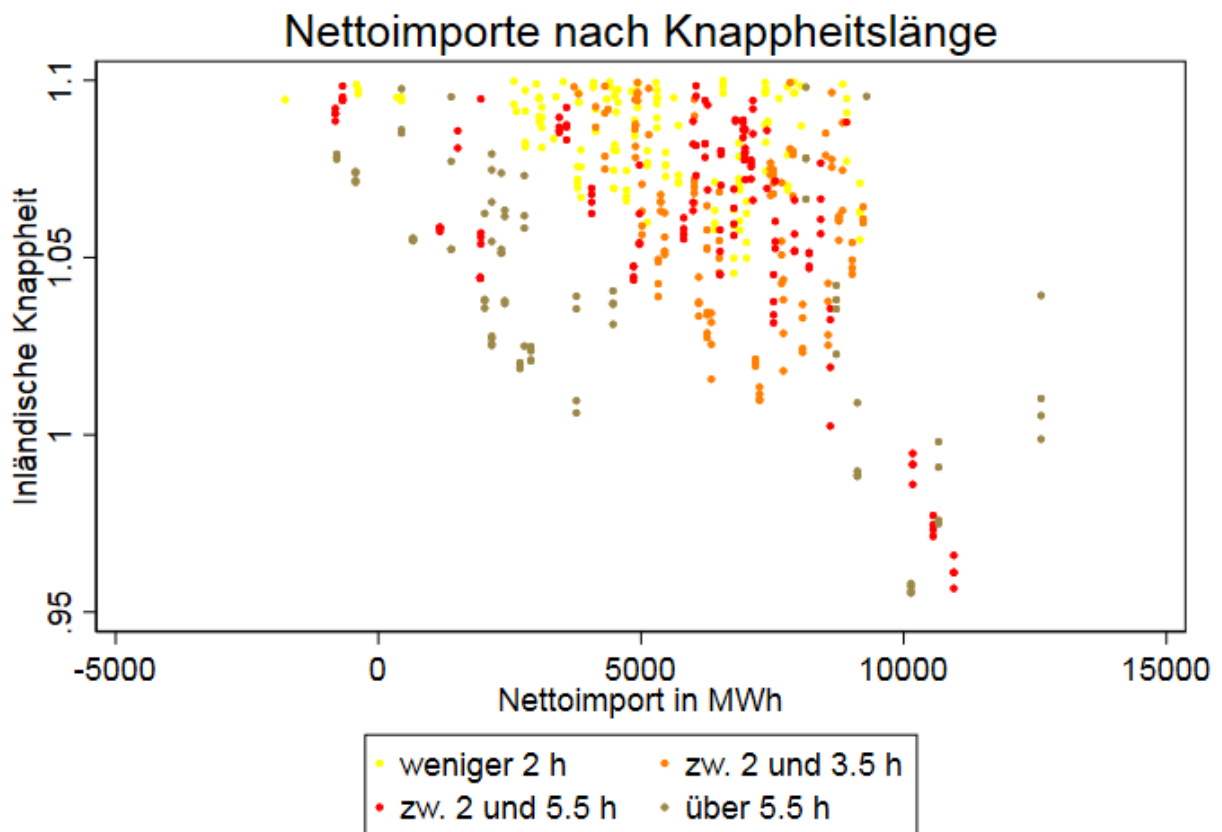
Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Daten von ENTSO-E.

- 123 Die dargestellten differenzierteren Ansätze versuchen, das ausländische Wettbewerbspotential nach groben, zeitlichen Kriterien zu gliedern und über einen Maximalwert abzubilden.⁸⁸ Diese Ansätze vernachlässigen aber, dass es in der Regel unterschiedliche Typen von Knappheiten und daraus resultierenden Handelsaktivitäten gibt. Kurzfristige eher lokal auftretende Knappheiten können durch grenzüberschreitenden Handel oft gemildert werden, wobei die Flussrichtung an der Grenze durchaus wechseln kann. Dementgegen sind sehr lang andauernde Knappheiten oft länderübergreifend und können z. B. von einer Großwetterlage in Verbindung mit weiträumigen technischen Restriktionen verursacht sein. Solche langandauernden Knappheiten sind in der Regel auch für die relevanten Marktakteure gut vorhersehbar und daher auch für die mögliche Ausnutzung von Marktmacht besonders geeignet. Da diese Knappheiten eher länderübergreifend sind, ist nicht nur im Inland die verfügbare Kapazität knapp, sondern auch im angrenzenden Ausland. Daher liegt es nahe, den Zusammenhang zwischen Nettoimporten und Dauer der inländischen Knappheit zu untersuchen.
- 124 Hierzu hat das Bundeskartellamt für jede Viertelstunde den Quotienten aus den im Marktgebiet zur Verfügung stehenden Kapazitäten und der Nachfrage aus dem Marktgebiet gebildet. Ein Wert von über 1 bedeutet dabei, dass das Marktgebiet dem Ausland Versorgungssicherheit in Form freier Erzeugungskapazitäten zur Verfügung gestellt hat, während ein Wert unter 1 bedeutet, dass das Marktgebiet auf ausländische Kapazitäten zur Deckung der Nachfrage angewiesen war. Die Ergebnisse dieser Analyse sind in dem Streudiagramm in der nachfolgenden Abbildung 9 dargestellt. Jeder Punkt repräsentiert dabei eine Viertelstunde des Beobachtungszeitraums, wobei allerdings nur Zeiten mit einem Maß inländischer Knappheit von kleiner 1,1 dargestellt sind. Das Inland wird als knapp eingestuft, wenn der Knappheitsindex den Wert 1,1 unterschreitet. Die Dauer ei-

⁸⁸ Auch ein solcher Maximalwert müsste um Ausreißer korrigiert werden, um robust zu sein.

ner Knappheit ergibt sich folglich aus der Anzahl der aufeinanderfolgenden Viertelstunden mit einem Wert unter 1,1. Die verwendete Farbe des jeweiligen Punktes beschreibt hingegen die Dauer der Knappheitsphase von kurz (gelb) über mittel (orange, rot) bis lang (braun). Die Einteilung in die Kategorien erfolgte nach Quartilen, d. h. es gibt in etwa ebensoviele gelbe wie orange, rote oder braune Punkte. Die Position des jeweiligen Punktes auf der vertikalen X-Achse gibt das Maß der Knappheit in einer Viertelstunde an. Die Position des jeweiligen Punktes auf der horizontalen Y-Achse gibt hingegen den zugehörigen Importwert an.

Abbildung 9: Werte der Nettoimporte nach Dauer der inländischen Knappheit



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Daten aus dem EIN und von ENTSO-E.

125 Die Darstellung legt nahe, dass zwar ein Zusammenhang zwischen Dauer der Knappheit im Marktgebiet und Spitzenwerten bei den Importflüssen besteht, dieser allerdings nicht besonders stark ausgeprägt ist. Die Werte der maximalen Importe nach Gesamtlänge der jeweiligen Knappheitsphase sind in der nachfolgenden Tabelle 10 nochmals aufgeführt. Die maximalen Importe treten eher bei lange andauernden Knappheiten auf.

Tabelle 10: Höchstwerte der Nettoimporte nach Länge der inländischen Knappheit

Länge der Knappheit	Importhöchstwert
Weniger als zwei Stunden (gelb)	[ca. 9 GWh]
Zwischen zwei und dreieinhalb Stunden (orange)	[ca. 9 GWh]
Zwischen dreieinhalb und fünf-einhalb Stunden (rot)	[ca. 11 GWh] MWh
Über fünf-einhalb Stunden (braun)	12.614 MWh

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Daten aus dem EIN und von ENTSO-E.

- 126 Die Ergebnisse dieser Analyse zeigen nicht zuletzt auch, dass selbst der niedrigste so gefundene Importhöchstwert oberhalb desjenigen Wertes liegt, der in die oben dargestellte RSI-Berechnung eingeflossen ist. Aus diesem Ansatz der Ermittlung von Importhöchstwerten ergeben sich also in der aktuellen Marktsituation prima facie keine anderen Schlussfolgerungen für die Bewertung der gegenwärtigen Marktverhältnisse.
- 127 Ein Grundproblem jeder Annäherung des Wettbewerbspotentials von außerhalb des Marktgebietes durch einen Maximal- oder Minimalwert des Nettoimportes liegt darin, dass ein solcher Wert immer in eine Richtung pauschalierend überzeichnet. Bei gleichzeitiger Anwendung von Maximalwerten in den verschiedenen, an das deutsch-luxemburgische Marktgebiet angrenzenden Marktgebieten kommt es daher in all diesen Marktgebieten zu einer Über- bzw. Unterzeichnung der jeweiligen Wettbewerbspotentiale von außerhalb der jeweiligen Marktgebiete und damit insgesamt zu einer systematischen Überzeichnung des Erzeugungspotentials. Es ergäben sich für die Berechnung des jeweiligen RSI stets wesentlich höhere rechnerische Kapazitäten, als sie tatsächlich bestehen. Marktmachtpositionen würden europaweit deutlich unterzeichnet.
- 128 Dies könnte ein Argument dafür sein, die Im- oder Exportkapazitäten mit Null anzusetzen, um eine Unterzeichnung der Marktmachtposition einzelner Anbieter zu vermeiden. Dabei bliebe allerdings die Realität grenzüberschreitender Handelsflüsse vollständig unberücksichtigt, was umso erheblicher ist, je ausgeprägter diese Ströme sind. Eine Alternative könnte darin bestehen, die zu jeder Zeit tatsächlich realisierten Handelsströme im Zähler des RSI zu berücksichtigen. Dies führte in Importzeiten zu einer Berücksichtigung entsprechender zusätzlicher, ausländischer Erzeugungskapazität und in Exportzeiten zu einer Berücksichtigung entsprechender, zusätzlicher ausländischer Nachfrage. Dieser

Ansatz entspräche zwar der Handelsrealität. Er stünde allerdings in einem konzeptionellen Spannungsverhältnis zum RSI, da dieser grundsätzlich Wettbewerbspotentiale nach ihrer kapazitativen Größe betrachtet.

- 129 Vor dem dargelegten Hintergrund wird das Bundeskartellamt in seinen weiteren Analysen der beschriebenen Problematik ein besonderes Augenmerk widmen und die Marktmachtverhältnisse auf der Grundlage alternativer Betrachtungen zu den ausländischen Wettbewerbspotentialen bewerten.

III. Der Return on Withholding Capacity Index

- 130 Als alternativer Indikator für die Messung der Marktmacht im Stromerstabsatzmarkt wird der Return of Withholding Capacity Index (RWC) diskutiert. Dieser misst, ob und wie lohnenswert es für einen Anbieter sein kann, einen Teil seiner Kapazitäten auf dem Day-Ahead-Stromspotmarkt zurückzuhalten.⁸⁹ Dieser Kapazitätszurückhaltungsanreiz wird im Wesentlichen durch zwei gegenläufige Effekte beeinflusst: Die Zurückhaltung von Kapazität bewirkt zunächst einen Umsatzrückgang des zurückhaltenden Anbieters, da dieser mit der zurückgehaltenen Kapazität keinen Erlös erzielt (Mengeneffekt). Dieser Effekt muss, damit sich die Kapazitätszurückhaltung lohnt, mehr als ausgeglichen werden. Die Verknappung des Angebots in Folge der Kapazitätszurückhaltung hat regelmäßig einen Preisanstieg zur Folge. Mit der verbleibenden, im Day-Ahead-Markt angebotenen Kapazität werden dann höhere Erlöse erzielt (Preiseffekt). Überwiegt der Preiseffekt den Mengeneffekt, ist das Zurückhalten von Kapazität für das betreffende Unternehmen profitabel. Die Gegenläufigkeit dieser Effekte setzt der RWC in ein Verhältnis und drückt sie in einem Indexwert aus.
- 131 Die Robustheit des RWC als Marktmachtindikator hängt entscheidend von der Güte seiner Eingangswerte ab. Für den Preiseffekt betrifft dies insbesondere das Preissteigerungspotential in einer bestimmten Stunde, das wiederum von der Lastsituation sowie

⁸⁹ Die Entwicklung des RWC geht zurück auf die Arbeiten von: *Bataille, M./Steinmetz, A./Thorwarth S.*, Screening Instruments for Monitoring Market Power in Wholesale Electricity Markets - Lessons from Applications in Germany, ZEW Centre for European Economic Research Discussion Paper No. 14 048 (2014), im Folgenden zitiert als: "*Bataille u. a.* (2014)"; *Bataille, M./Bodnar, O./Steinmetz, A./Thorwarth S.*, Screening Instruments for Monitoring Market Power - The Return on Withholding Capacity Index (RWC), DICE Discussion Paper, No. 311 (2019), im Folgenden zitiert als: "*Bataille u. a.* (2019)"; auch die Monopolkommission verwendet den RWC seit 2015 ergänzend zum RSI: Monopolkommission, 5. Sektorgutachten Energie (2015): Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende (ehem. 71. Sondergutachten), Rn. 79 ff.; dies., 6. Sektorgutachten Energie (2017): Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden (ehem. 77. Sondergutachten), Rn. 117 ff.

den im Markt verfügbaren Erzeugungskapazitäten und deren preisrelevanten Charakteristika abhängt. Für den Preiseffekt betrifft dies die in einer bestimmten Stunde eingesetzten sowie verfügbaren Erzeugungskapazitäten des betrachteten Anbieters. Zur Bewertung des Mengeneffekts müssen hingegen insbesondere die Grenzkosten potentiell zurückzuhaltender Kapazitäten bestimmt werden. Zudem müssen Abhängigkeiten im Zeitverlauf aufgelöst werden, die sich z. B. aus technischen Restriktionen (Mindestlaufzeiten, Mindeststillstandszeiten, An- und Abfahrtrampen, etc.) ergeben.

- 132 Grundsätzlich gilt vor diesem Hintergrund, dass die Ergebnisse des RWC umso weniger belastbar erscheinen, je stärker auf vereinfachende Annahmen zurückgegriffen wird.⁹⁰ Insbesondere schränkte die Annahme von Grenzkosten in Höhe von Null EUR/MWh bei der zurückgehaltenen Kapazität den Erkenntniswert stark ein, da die negativen Auswirkungen aus dem Mengeneffekt ganz erheblich überzeichnet würden. Ebenso ist der zugrunde gelegte Kraftwerkseinsatz ein kritischer Teil der Berechnung: Wird ein nicht missbräuchliches Einsatzkalkül unterstellt, so ist dies vom Ansatz her richtig, erfordert aber eine numerische Simulation auf Basis umfangreicher Datengrundlagen bzw. starker Annahmen und ist daher von Natur aus fehleranfällig.⁹¹ Wird der Einsatz alternativ mithilfe des tatsächlich beobachteten Einsatzes abgebildet,⁹² so wird der RWC blind für diesem realen Einsatz möglicherweise zugrundeliegende Zurückhaltungsstrategien. Denn der RWC bildet dann unter Umständen nicht mehr den Anreiz eines Anbieters, von einem wettbewerblichen Verhalten abzuweichen, sondern lediglich zusätzliche Zurückhaltungsmöglichkeiten ab.
- 133 Anders als der RSI differenziert der RWC die Angebotsmenge nach ihren Grenzkosten entsprechend der Merit Order. Hierdurch ist der RWC grundsätzlich in der Lage, Anreize zur Ausnutzung von Preissetzungsspielräumen bei der Preisbildung über den gesamten Lastbereich aufzuzeigen. Dagegen konzentriert sich der RSI konzeptionell auf solche Situationen im Markt, in denen der betrachtete Anbieter systemrelevant, also unverzichtbar (pivotal) zur Deckung der Nachfrage ist. Dadurch fokussiert der RSI auf Preissetzungsspielräume in Spitzenlastsituationen, in denen sich eine Kapazitätszurückhaltung

⁹⁰ Vgl. die stark typisierende Merit Order bei Monopolkommission, 5. Sektorgutachten 2015 (ehem. 71. Sondergutachten), Rn. 84.

⁹¹ Vgl. *Bataille u. a.* (2019), S. 10; Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie 2017 (ehem. 77. Sondergutachten), Rn. 122; anders noch *Bataille u. a.* (2014), S. 18 f. u. 21; Monopolkommission, 5. Sektorgutachten Energie 2015 (ehem. 71. Sondergutachten), Rn. 83.

⁹² Vgl. Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie 2017 (ehem. 77. Sondergutachten), Rn. 123.

in besonders starkem Maße preiserhöhend auswirken kann. Nach derzeitiger Einschätzung des Bundeskartellamtes könnte der RWC den RSI bei einer sachgerechten Umsetzung als Screeninginstrument daher zukünftig ggf. sinnvoll ergänzen.

E. Wettbewerbliche Würdigung und Perspektiven

- 134 Nach allen vorgestellten Befunden kommt auf dem Stromerstabsatzmarkt derzeit allein RWE als mit Abstand führender Anbieter für eine marktbeherrschende Stellung in Betracht; EnBW bzw. LEAG folgen mit weitem Abstand an zweiter bzw. dritter Stelle. Die Berechnungen des RSI haben aber ergeben, dass RWE zwar in einem nicht unerheblichen Anteil der Zeit, aber sehr wahrscheinlich in weniger als fünf Prozent der Stunden pivotal ist. Dies gilt insbesondere auch dann, wenn im Rahmen einer Robustheitsuntersuchung nicht auf den (historischen) Höchstwert der Nettoimporte abgestellt wird, sondern auf einen Nettoimportwert, der in 99 Prozent bzw. 95 Prozent der Zeit unterschritten wird. Allerdings zeigt die RSI-Analyse auch, dass schon vergleichsweise geringfügige Veränderungen dazu führen könnten, dass RWE in mehr als 5 Prozent der Zeit pivotal sein könnte.
- 135 Diese Ermittlungsergebnisse schließen nahtlos an den Befund aus dem Fusionskontrollverfahren RWE/E.ON an und weisen in die gleiche Richtung: RWE ist derzeit nicht marktbeherrschend. Allerdings könnte RWE bereits in naher Zukunft wieder in eine marktbeherrschende Stellung hineinwachsen. Die insoweit maßgeblichen Marktverhältnisse werden dann Gegenstand kommender Marktmachtberichte sein.
- 136 Dabei geht das Bundeskartellamt davon aus, dass der Umfang der Stromimporte grundsätzlich zunehmen wird. Ursächlich hierfür dürften auch die Folgen des Atomausstieges und des schon sehr konkret geplanten Kohleausstieges sein. Ferner auswirken dürfte sich die EU-gesetzlich angeordnete Anhebung der dem grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung zu stellenden Kapazitäten⁹³ sowie der Ausbau grenzüberschreitender Kapazitäten. Zudem ist zu erwarten, dass die Im- und Exporte in noch stärkerem Umfang schwanken werden, insbesondere in Folge des weiteren Zubaus dargebotsabhängiger und zumeist EEG-geförderter Erzeugungskapazitäten. Der angemessenen Abbildung der Wettbewerbskräfte außerhalb des Marktgebietes wird das Bundeskartellamt daher ein besonderes Augenmerk widmen.

⁹³ Artikel 16 Abs. 8 mit Erwägungsgrund 27 f. der sogenannten Strommarktverordnung (Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. 2019 L 158 ,54).

- 137 Die Marktmachtverhältnisse auf dem Stromer Absatzmarkt sind im Moment zwar nicht problematisch. Mit RWE steht jedoch der mit weitem Abstand führende Anbieter bereits vergleichsweise nahe an der für die RSI-Analyse verwendeten Vermutungsschwelle für eine marktbeherrschende Stellung. Insbesondere wegen der mit dem fortschreitenden Atomausstieg konkret bevorstehenden weiteren Marktverknappung und der daraus möglicherweise resultierenden Verstärkung der Marktmacht von RWE erwägt das Bundeskartellamt, den nächsten Marktmachtbericht nicht erst nach der gesetzlich verankerten Regelfrist von zwei Jahren, sondern bereits im Jahr 2020 zu veröffentlichen.