



Bundeskartellamt

Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie 2020

(Marktmachtbericht 2020)

Dezember 2020



Offene Märkte | Fairer Wettbewerb

Marktmachtbericht

Bericht gemäß § 53 Abs. 3 Satz 2 GWB

Az. B8-16/20

Dezember 2020

Kontakt

Bundeskartellamt

8. Beschlussabteilung

Kaiser-Friedrich-Straße 16

53113 Bonn

poststelle@bundeskartellamt.bund.de

<http://www.bundeskartellamt.de>

Inhaltsverzeichnis

A. Zusammenfassung (executive summary)	1
B. Hintergrund, Ziele und Vorgehensweise	5
C. Marktabgrenzung Stromerstabsatzmarkt	6
I. Sachliche Marktabgrenzung	6
1. Stromerstabsatz	6
2. Eigenverbrauch und Bahnstrom	7
3. Regelenergie.....	7
4. Reservekapazitäten.....	9
5. Redispatch	9
6. Nach EEG geförderte Strommengen	10
II. Räumliche Marktabgrenzung	12
1. Grundlagen	12
2. Durchgeführte Analysen.....	13
III. Zeitliche Marktabgrenzung.....	16
D. Marktmachtverhältnisse auf dem Stromerstabsatzmarkt.....	16
I. Marktanteile	18
II. Residual Supply Index (RSI).....	20
1. Konzept des RSI	21
a) Grundidee	21
b) Berechnungsmethode	21
aa) Abbildung der tatsächlichen Verfügbarkeit	22
bb) Abbildung des Importpotentials	23
cc) Zeitraum für die Identifikation struktureller Marktmacht	24
2. Konkrete Umsetzung der RSI-Berechnung.....	26
a) Datengrundlage.....	26
b) Ableitung der Berechnungsgrößen des RSI aus der Datengrundlage.....	27
c) Approximation nicht im EIN erfasster Anlagen.....	28

3. Berechnungen und Sensitivitätsbetrachtungen.....	30
a) Import-Export-Salden	30
b) Ergebnisse der RSI-Berechnungen mit statischer Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials.....	32
c) Situativer Ansatz zur Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials	34
d) Ergebnisse der RSI-Berechnung mit situativer Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials	37
e) Sensitivität der RSI-Werte im Grenzbereich des Schwellenwertes	38
III. Auswirkungen der COVID-19-Pandemie auf den Stromerstabsatzmarkt	40
E. Wettbewerbliche Würdigung und Perspektiven.....	42

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Relative Preisgleichheit im Zeitverlauf	14
Abbildung 2: Mittlere absolute Preisdifferenzen im Zeitverlauf	15
Abbildung 3: Quantile der realisierten Nettoimportwerte (01.10.2019-30.09.2020)	30
Abbildung 4: Stündliche Nettoimporte in MW im Jahresverlauf (01.10.2019-30.09.2020)	31
Abbildung 5: Beobachtete Nettoimporte in Abhängigkeit der inländischen und ausländischen Residuallast im Zeitraum 01.10.2019-30.09.2020	35
Abbildung 6: Bedingte Maximalwerte der beobachteten Nettoimporte in Abhängigkeit der summierten Residuallast der direkten elektrischen Anrainer Deutschlands im Zeitraum 01.10.2019-30.09.2020	36
Abbildung 7: Vergleich des monatlichen Stromverbrauchs in GWh im Jahr 2020 mit dem der Jahre 2015-2019	40

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Preisgleichheitsraten zwischen der Gebotszone DE-LU und angrenzenden Gebotszonen.....	14
Tabelle 2: Marktanteile der fünf größten Stromerzeuger 2019 nach Kapazität.....	18
Tabelle 3: Marktanteile der fünf größten Stromerzeuger 2019 nach Erzeugung	19
Tabelle 4: Viertelstündliche Erzeugungsanteile bei der Erzeugung über den Berichtszeitraum in Quantilen.....	20
Tabelle 5: Zeitanteil mit RSI < 1,0 je Unternehmen unter Einbeziehung von 9.165 MW ausländischer Erzeugungskapazität	33
Tabelle 6: Zeitanteil mit RSI < 1,0 je Unternehmen unter Einbeziehung von 6.875 MW ausländischer Erzeugungskapazität	34
Tabelle 7: Zeitanteil mit RSI < 1,0 je Unternehmen unter Verwendung des situativen Ansatzes zur Abbildung des ausländischen Wettbewerbspotentials	37
Tabelle 8: 5 % Quantil der RSI-Werte je Unternehmen bei verschiedener Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials.....	39

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
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 6 des Gesetzes vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818) geändert worden ist)
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 Artikel 2 des Gesetzes vom 3. Dezember 2020 (BGBl. I S. 2682)
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 7 des Gesetzes vom 26. November 2020 (BGBl. I S. 2568) 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. September 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
rd.	rund
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 zweiten selbständigen Bericht über die Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht) vor. Der Bericht deckt den Zeitraum vom 1. Oktober 2019 bis einschließlich 30. September 2020 ab. Auf Grund des bevorstehenden Ausstiegs aus Atom- und Kohleenergie hat sich das Bundeskartellamt entschlossen, diesen Bericht bereits ein Jahr nach der Veröffentlichung des ersten Marktmachtberichtes und damit früher als nach der gesetzlich vorhergesehenen Regelfrist von zwei Jahren zu veröffentlichen.¹
- 2 Der Marktmachtbericht bildet zusammen mit dem von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt im vergangenen Jahr veröffentlichten Leitfaden für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel² ein informatorisches Tandem. Während der Leitfaden die wesentlichen kartellrechtlichen Fragen insb. auch zu potentiell missbräuchlichen Verhaltensweisen adressiert, unterstützt der Marktmachtbericht die Selbsteinschätzung der Unternehmen hinsichtlich ihrer Marktposition.³
- 3 Mit der Erstellung des Marktmachtberichtes erfüllt das Bundeskartellamt den Auftrag des Bundesgesetzgebers, regelmäßig gesondert einen Bericht über die Wettbewerbssituation bei der Erzeugung elektrischer Energie zu veröffentlichen (§ 53 Abs. 3 Satz 2 GWB). Dieser Berichtsauftrag umfasst grundsätzlich alle Aspekte der Stromerzeugung. Der vorliegende Bericht konzentriert sich jedoch auf den sogenannten Stromerstabsatzmarkt. Für diesen werden in dem Bericht entsprechend dem gesetzlichen Auftrag Indikatoren über die Marktstellung der größten Stromerzeugungsunternehmen ermittelt und die Marktmachtverhältnisse bewertet.
- 4 Der in diesem Bericht analysierte 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 Er-

¹ BKartA v. 19. Dezember 2019, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht), abrufbar unter www.bundeskartellamt.de -> Über uns -> Publikationen -> Berichte -> Marktmachtbericht des Bundeskartellamtes (im Folgenden „Marktmachtbericht 2019“).

² BNetzA und BKartA v. 27. September 2019, Leitfaden für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel, abrufbar unter www.bundeskartellamt.de -> Missbrauchsaufsicht -> Materialien (im Folgenden „Leitfaden“).

³ Für eine genauere Darlegung der Funktion des Marktmachtberichtes und des Leitfadens Missbrauchsaufsicht siehe u.a. BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 11 ff.

zeugungsmengen nicht dem Stromerstabsatzmarkt zuzurechnen, da sie unter den gegebenen Rahmenbedingungen und Umständen von den Wettbewerbskräften dieses Marktes entkoppelt sind. Räumlich umfasst der Stromerstabsatzmarkt das deutsch-luxemburgische 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. Die mit der ersten Welle der COVID-19-Pandemie verbundenen Entwicklungen erforderten insoweit keine abweichende Betrachtung.

- 5 Für eine Marktmachanalyse stehen grundsätzlich verschiedene Indikatoren zur Verfügung. Die in vielen anderen Märkten aussagekräftige Höhe der Marktanteile – der größte Stromerzeuger RWE produzierte 2019 rund 26 Prozent der dem Stromerstabsatzmarkt zuzurechnenden Strommenge⁴ – 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 mit-hin 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. Das Bundeskartellamt geht weiterhin davon aus, dass der RWC den RSI bei einer sachgerechten Umsetzung und einer zuverlässigen Ermittlung der komplexen Datengrundlagen als Screening-Instrument zukünftig ggf. sinnvoll ergänzen könnte.⁵ Aufgrund der hohen datentechnischen Anforderung an eine sachgerechte Umsetzung des RWC wurde jedoch auch in diesem Bericht auf dessen Ermittlung verzichtet.
- 6 Zur Berechnung des RSI hat das Bundeskartellamt erneut auf die Daten des Energieinformationsnetzes (EIN) der Übertragungsnetzbetreiber zurückgegriffen, das diese operativ zur Steuerung von Redispatch-Einsätzen 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.

⁴ BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2020, unter I. Elektrizitätsmarkt, 3. Marktkonzentration; Da der diesjährige Monitoringbericht 2020 auf Grund der Auswirkungen der COVID-19 Pandemie verspätet veröffentlicht wird, handelt es sich hier noch um einen vorläufigen Wert.

⁵ BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 130 ff., insb. 133.

Für die Zuordnung von Kraftwerken zu einzelnen Unternehmen konnte das Bundeskartellamt 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 Erzeugung, Exporte wie zusätzliche Nachfrage. Die Flussrichtung ändert sich dabei allerdings teilweise täglich mehrfach; Deutschland ist derzeit in rund 35 Prozent (2019: ca. 25 Prozent) der Zeit Nettoimporteur. Im Rahmen der RSI-Berechnung hat das Bundeskartellamt im letzten Marktmachtbericht zur Abbildung des ausländischen Wettbewerbspotentials 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. Das Bundeskartellamt hat ergänzend zu diesem Ansatz in dem diesjährigen Bericht einen neuen situativen Ansatz entwickelt, der eine den jeweiligen Strombedarf des Auslandes berücksichtigende, differenzierte Betrachtungsweise ermöglicht.
- 8 Das wirtschaftliche und soziale Geschehen im Jahr 2020 wurde weltweit maßgeblich durch die COVID-19-Pandemie und ihre Bekämpfung geprägt. Der Ausbruch der Pandemie und die damit einhergehenden Einschränkungen des öffentlichen Lebens und der Wirtschaft beeinflussten auch das Marktgeschehen im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie. Maßgeblich war hierbei insbesondere der im Vergleich zum Vorjahr geringere Stromverbrauch, insb. in der Zeit des ersten strengen „Lockdown“ von März bis Anfang Mai. Wesentliche Auswirkungen auf die Marktmachtverhältnisse auf dem Stromer Absatzmarkt ergaben sich hierdurch aber nicht.
- 9 Die Analysen für den diesjährigen Bericht bestätigen vielmehr den letztjährigen Befund.⁶ Danach ist weiterhin allein RWE in einem erheblichen Teil der Zeit für die Deckung der Nachfrage unverzichtbar, dies jedoch noch nicht in einem die Annahme der Marktherrschaft rechtfertigenden Umfang. Zudem gilt nach wie vor, dass sich eine marktherrschende Stellung von RWE bereits bei einer vergleichsweise geringfügigen weiteren Verknappung der Marktverhältnisse ergeben könnte. Die Entwicklung der Marktmachtverhältnisse bedarf daher vor dem Hintergrund des bevorstehenden endgültigen Atomausstiegs und des bereits angelaufenen Kohleausstiegs weiterhin der genauen Beobachtung.

⁶ BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 134 ff., sowie bereits BKartA, PM v. 26. Februar 2019 und FB v. 31. Mai 2019, B8-28/19 – RWE/E.ON, alle abrufbar unter www.bundeskartellamt.de.

- 10 Durch die weitere Verknappung inländischer Erzeugungskapazitäten dürfte auch zukünftig die Bedeutung von Stromimporten für die Deckung der Nachfrage und die Gewährleistung der Versorgungssicherheit weiter zunehmen. Diese weiter zunehmende Bedeutung der ausländischen Wettbewerbskräfte hat das Bundeskartellamt durch den im Rahmen des diesjährigen Berichtes vorgestellten situativen Ansatz zur Abbildung des ausländischen Wettbewerbspotentials adressiert. Das Bundeskartellamt wird auch in Zukunft der geeigneten Abbildung dieser ausländischen Wettbewerbskräfte ein besonderes Augenmerk widmen.
- 11 Nach Ende des Berichtszeitraums erfolgten in der ersten Ausschreibungsrunde für Steinkohlekraftwerke nach dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz⁷ Zuschläge im Umfang einer Gesamtkapazität von ca. 4,8 GW. Damit wird zum 1. Januar 2021 eine nicht unwesentliche Anzahl von derzeit am Stromerstabsatzmarkt aktiven Kraftwerken die Stromvermarktung einstellen (§ 52 Abs. 2 Satz 1 KVBG). Dies wird insgesamt zu knapperen Erzeugungskapazitäten auf dem Stromerstabsatzmarkt führen. Im Rahmen der ersten Ausschreibungsrunde haben jedoch auch Kraftwerkskapazitäten des führenden Stromerzeugungsunternehmens RWE den Zuschlag erhalten. Die hiermit verbundenen Veränderungen der Marktmachtverhältnisse auf dem Stromerstabsatzmarkt sollten zeitnah untersucht werden. Daher erwägt das Bundeskartellamt, den nächsten Marktmachtbericht bereits im Jahr 2021 und damit erneut früher als nach der gesetzlichen Zweijahresfrist zu veröffentlichen.
- 12 Der Bereich der Regelernergie erfuhr durch die Einführung des Regelarbeitsmarktes zum 1. November 2020 eine tiefgreifende Änderung des Marktdesigns. Die ersten dem Bundeskartellamt vorliegenden Daten zu den sich in dem neuen Marktumfeld einstellenden Wettbewerbsverhältnissen deuten auf eine vergleichsweise geringe Liquidität des Marktes und potentiell erhebliche Preissetzungsspielräume einzelner Akteure insbesondere bei der positiven Sekundärregelung hin, die sich möglicherweise auch bereits in vereinzelt sehr hohen Ausgleichsenergiepreisen niedergeschlagen haben könnten. Da die Einführung des Regelarbeitsmarktes erst kürzlich und nach Ende des für diesen Bericht maßgeblichen Berichtszeitraums (1. Oktober 2019 – 30. September 2020) erfolgte, war eine umfassende Analyse der Marktmachtverhältnisse im diesjährigen Marktmachtbericht noch nicht möglich. Das Bundeskartellamt verfolgt die Entwicklung in diesem Bereich aber sehr genau.

⁷ Kohleverstromungsbeendigungsgesetz vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818) – im Folgenden „KVBG“.

B. Hintergrund, Ziele und Vorgehensweise

- 13 Die Erstellung des Marktmachtberichtes durch das Bundeskartellamt resultiert aus dem Auftrag des Gesetzgebers an das Bundeskartellamt, regelmäßig gesondert Berichte über die Wettbewerbssituation bei der Erzeugung elektrischer Energie zu veröffentlichen (§ 53 Abs. 3 Satz 2 GWB).⁸ Der Bericht „verschafft den Unternehmen Klarheit bei der Beurteilung, ob sie marktbeherrschend sind“.⁹ Er bildet zusammen mit dem Leitfaden Missbrauchsaufsicht ein informatorisches Tandem, das den Marktteilnehmern eine klare Einschätzung ihrer Marktposition und der jeweils geltenden, ordnungsrechtlichen Regeln ermöglichen soll. Der Marktmachtbericht hat allerdings keine rechtliche Bindungswirkung, auch nicht für die zuständige Beschlussabteilung des Bundeskartellamtes. Er soll den Erzeugungsunternehmen lediglich in Bezug auf die Beurteilung, ob sie marktbeherrschend im Sinne von § 18 GWB bzw. Art. 102 AEUV sind, eine Orientierung verschaffen.¹⁰
- 14 Der vorliegende zweite Marktmachtbericht erscheint bereits ein Jahr nach der Veröffentlichung des ersten Marktmachtberichtes im Jahre 2019 (im Folgenden „Marktmachtbericht 2019“) und damit früher als nach der gesetzlich vorhergesehenen Regelfrist von zwei Jahren. Grund hierfür ist der aus dem Atom- und Kohleausstieg resultierende zeitnah zu erwartende fortschreitende Rückbau von nicht nach dem EEG geförderten konventionellen Kapazitäten und die mit hoher Wahrscheinlichkeit hieraus resultierende Verschärfung der Marktmachtverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie. Im Rahmen des Fusionskontrollverfahrens RWE/E.ON und des Marktmachtberichts 2019 hatte das Bundeskartellamt zudem bereits festgestellt, dass der führende Anbieter RWE zwar noch nicht marktbeherrschend, aber bereits in einer nicht unerheblichen Anzahl von Stunden unverzichtbar für die Deckung der Nachfrage war.¹¹ Das Bundeskartellamt hatte sich deshalb entschlossen, die Marktmachtverhältnisse in dieser Zeit der strukturellen Umbrüche in der deutschen Stromerzeugung regelmäßig und in einem geringeren als dem gesetzlich vorgesehenen Zweijahres-Rhythmus zu prüfen.
- 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. In den Be-

⁸ Für eine ausführliche Darstellung der Ziele des Marktmachtberichtes siehe BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 11 ff.

⁹ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Juli 2015, Ergebnispapier „Ein Strommarkt für die Energiewende“ (Weißbuch), S. 61.

¹⁰ BT-Drs. 18/7317, S. 131.

¹¹ BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 134 ff., sowie BKartA, PM v. 26. Februar 2019 und FB v. 31. Mai 2019, B8-28/19 – RWE/E.ON, alle abrufbar unter www.bundeskartellamt.de.

reichen Sekundärreserve und Minutenreserve der Regelenergie wurde zum 1. November 2020 das Zuschlagssystem für die Regelleistung vom Zugang zum anschließenden Regelarbeitsmarkt entkoppelt.¹² Auf dem neu eingeführten Regelarbeitsmarkt können Anbieter nun unabhängig von einem Zuschlag im Regelleistungsmarkt Angebote für Regelarbeit abgeben und hierfür einen Zuschlag erhalten. Da die Einführung des Regelarbeitsmarktes erst kürzlich und nach Ende des für diesen Bericht maßgeblichen Berichtszeitraums (1. Oktober 2019 – 30. September 2020) erfolgte, ist eine vertiefte Analyse und Bewertung der Marktmachtverhältnisse in diesem Bereich im Rahmen dieses Berichts noch nicht möglich. Das Bundeskartellamt beobachtet die aktuellen Wettbewerbsverhältnisse und das Preissetzungsverhalten auf diesen Märkten aber weiterhin sehr genau. Ein besonderes Augenmerk liegt dabei auf der weiteren Entwicklung der zumindest in der aktuellen Anlaufphase noch sehr geringen Liquidität, den in der Folge teilweise hohen Anteilen einzelner Akteure an den auf dem neu geschaffenen Regelarbeitsmarkt bezuschlagten und teilweise abgerufenen Geboten, insbesondere im Bereich der positiven Sekundärregelung, sowie den daraus zeitweise wahrscheinlich resultierenden vergleichsweise hohen Ausgleichsenergiepreisen.

- 16 Die Analysen des vorliegenden Berichtes konzentrieren sich wie im Vorjahr auf die aktuelle Wettbewerbssituation bei der Stromerzeugung für die Allgemeine Versorgung, d. h. den sogenannten Stromerstabsatzmarkt. Dieser wird eingangs abgegrenzt (C.). Darauf aufbauend werden verschiedene Marktmachtindikatoren ermittelt (D.). Unter D.III. werden hier auch mögliche Auswirkungen der aktuellen COVID-19-Pandemie auf den Bereich Erzeugung elektrischer Energie untersucht. Abschließend werden die ermittelten Marktmachtindikatoren gewürdigt (E.).

C. Marktabgrenzung Stromerstabsatzmarkt

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.¹³

¹² Siehe BNetzA, B. v. 2. Oktober 2019, BK6-18-004.

¹³ BGH, B. v. 11. November 2008, KVR 60/07 – E.ON/Eschwege.

- 18 Stromerzeugungsmengen und -kapazitäten gehören dem Stromerstabatzmarkt nur insoweit an, als sie zur Befriedigung derselben Nachfrage nach Strom geeignet und daher aus Sicht der Nachfrager austauschbar sind. Diese Voraussetzung ist bei der Stromproduktion zum Eigenverbrauch und der Einspeisung in das Bahnstromnetz (2.), der 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 Stromerstabatzmarktes (6.).

2. Eigenverbrauch und Bahnstrom

- 19 Im Erstabsatzmarkt werden nur solche Strommengen berücksichtigt, die in das Netz der Allgemeinen Versorgung eingespeist werden.¹⁴ Demnach sind Bahnstrom¹⁵ und (nicht-eingespeister, meist industrieller) Eigenverbrauch¹⁶ nicht Teil des Stromerstabatzmarktes. 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 Regularbeit 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 Stromerstabatzmarktes. Diese Beurteilung entspricht auch der Entscheidungspraxis der Europäischen Kommission.¹⁷

¹⁴ BKartA, FB v. 31. Mai 2019, B8-28/19, S. 5 – RWE/E.ON.

¹⁵ BKartA, Januar 2011, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, S. 44.

¹⁶ BKartA, Januar 2011, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, S. 45.

¹⁷ Vgl. Entscheidungen der KOM COMP/M.6225 Molaris/Commerz Real/RWE/Amprion v. 23. August 2011, Rn. 14 ff., COMP/M.5978 GDF Suez/International Power v. 26. Januar 2011, Rn. 12 und 47 ff., COMP/M.5467 RWE/Essent v. 23. September 2009, Rn. 21.

- 21 Nachfrager von Regelernergie sind allein die Übertragungsnetzbetreiber. Diese beschaffen Regelernergie in gesonderten, genau geregelten Auktionen (§ 22 EnWG, §§ 6 ff. StromNZV sowie Festlegungen der Bundesnetzagentur).¹⁸ Regelernergie wird ferner in fünf verschiedenen Qualitäten/Richtungen beschafft bzw. abgerufen, 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 positive Regelleistung vorhalten, können sie die so gebundene Erzeugungskapazität auch nicht mehr für die Allgemeine Versorgung einsetzen.
- 22 Lediglich im Bedarfsfall rufen die Übertragungsnetzbetreiber tatsächlich Strommengen (Regelarbeit) ab und vergüten diese. Diese wird durch die Einführung des Regelmarktes für die Sekundär- und Minutenreserve seit dem 1. November 2020 separat von der Regelleistung ausgeschrieben und bezuschlagt.¹⁹ Während die Kosten für die Vorhaltung der Regelleistung in die Netzentgelte einfließen, werden die Kosten für die abgerufene Regelarbeit mittels des Ausgleichsenergiepreises denjenigen 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 Regelernergie anbieten zu können, müssen sich die einzelnen Kraftwerke der Erzeugungsunternehmen für die Erbringung der jeweiligen Regelernergiequalität 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 Regelernergiequalität unterscheiden. Nicht alle Kraftwerke können dabei für jede Regelernergieart eingesetzt werden. Aus diesen Gründen können die Übertragungsnetzbetreiber, die Regelernergie benötigen, ihren Bedarf auch grundsätzlich nicht im Stromgroßhandel decken, und Preiserhöhungen bei den Regelernergieprodukten haben nicht zur Folge, dass die Nachfrager auf die Produkte des Stromgroßhandels ausweichen (können). Es besteht demzufolge aus Nachfragesicht keine Austauschbarkeit der Regelernergieprodukte mit den Produkten des Stromgroßhandels.

¹⁸ Siehe BNetzA, B. v. 2. Oktober 2019, BK6-18-004, sowie BNetzA, B. v. 8. Mai 2019, BK6-18-019 und -020, OLG Düsseldorf, B. v. 11. Juli 2018 und 22. Juli 2019 - VI-3 Kart 806/18.

¹⁹ Siehe oben Rn. 15.

4. Reservekapazitäten

- 24 Etliche Stromerzeugungskapazitäten sind der Netzreserve,²⁰ der Sicherheitsbereitschaft²¹ oder der Kapazitätsreserve²² zugeordnet oder stellen besondere netztechnische Betriebsmittel dar.²³ Gemeinsames Charakteristikum dieser Kapazitäten ist, dass sie grundsätzlich vom Stromer Absatzmarkt 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 ebenfalls nicht Teil des Stromer Absatzmarktes.

5. Redispatch

- 25 Kraftwerkskapazitäten, die grundsätzlich im wettbewerblichen Erstabsatz für die Allgemeine Versorgung eingesetzt werden, unterliegen zudem zeitweilig besonderen, gesetzlichen 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 handelt²⁴ – daher nicht dem Erstabsatzmarkt zuzurechnen.

²⁰ § 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.

²¹ § 13b EnWG.

²² § 13e EnWG mit Kapazitätsreserveverordnung vom 28. Januar 2019 (BGBl. I S. 58), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 16. Oktober 2020 (BGBl. I S. 2202) geändert worden ist.

²³ § 11 Abs. 3 EnWG.

²⁴ Vgl. BKartA, B. v. 13. Dezember 2017, B4-80/17, Rn. 124 ff. – EnBW/MVV.

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 absehbaren²⁵ 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 Erzeugungspotential, bevor die übrigen Erzeugungskapazitäten in den Wettbewerb um die Residualnachfrage eintreten können.
- 28 Die Erlöse für den Erstabsatz von nach dem EEG vergüteten Strom bestimmen sich ganz überwiegend nicht nach Angebot und Nachfrage im allgemeinen Stromgroßhandel, sondern nach den besonderen Regeln 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.²⁶ Denn das Zusammenspiel zwischen Marktpreisen einerseits und den monatlich rückwirkend und technologiespezifisch berechneten und dem EEG-Anlagen-Betreiber zusätzlich gewährten Marktprämien für die EEG-Erzeugung andererseits 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

²⁵ Das Gesetzgebungsverfahren zur Änderung des EEG steht kurz vor dem Abschluss (geplantes Inkrafttreten zum 01.01.2021) und dasjenige zur Änderung des WindSeeG ist soeben erst abgeschlossen; sie zeitigten in diesem Berichtszeitraum noch keine Marktwirkungen.

²⁶ Die Monopolkommission stimmt dieser Einschätzung im 7. Sektorgutachten Energie „Wettbewerb mit neuer Energie“ (2019) jedenfalls bezüglich der Wind- und Solaranlagen zu (Rn. 47).

Marktprämie bewirkt daher in einer ganz überwiegenden Zahl von Zeiträumen eine nahezu²⁷ 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 Dar- gebot von Wind bzw. Sonne abhängigen – Marktpotentials. Die nicht nach dem EEG geförderten Anlagen konkurrieren hingegen ausschließlich um die ggf. noch verblei- bende 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 verschie- ben können. Dabei handelt es sich z. B. um Biomassekraftwerke oder Stauwasseranla- gen, die jedoch mengenmäßig nur einen kleineren Teil der EEG-Stromerzeugung aus- machen. Nur für diese könnte deshalb erwogen werden, sie dem Erstabsatzmarkt zuzu- rechnen. Die aktuelle Vergütungshöhe dieser Anlagen lässt jedoch einen Zurückhal- tungsanreiz derzeit fernliegend erscheinen.
- 32 Die Nichteinbeziehung bzw. die nur indirekte Berücksichtigung der nach dem EEG ge- förderten Erzeugung in den Erstabsatzmarkt ist auch vor dem Hintergrund der für die Feststellung bestehender Marktmacht und Marktbeherrschung eingesetzten Methoden sachgerecht. Die Höhe der Marktanteile der Anbieter wird so in Referenz zu denjenigen Wettbewerbskräften ermittelt, die nahe Substitute zur Befriedigung der Residualnach- frage, d. h. der nicht durch die vorrangig eingespeiste EEG-geförderte Strommenge be- friedigten Nachfrage, sind. Bei zeitlich hochauflösenden Marktmachtmaßen, insbeson- dere beim Residual Supply Index (RSI), führt die nur indirekte Berücksichtigung der nach dem EEG geförderten Erzeugung zudem unter den derzeitigen Marktbedingungen kei- nesfalls zu einer Überzeichnung der Marktstellung eines Unternehmens. Die im Markt- machtbericht 2019 durchgeführten Sensitivitätsbetrachtungen hinsichtlich der Nichtein- beziehung und nur indirekten Berücksichtigung von EEG-Mengen zeigen, dass diese keine wesentlichen Auswirkungen auf das Ergebnis der Marktmachtanalyse hat.²⁸ Au- ßerdem verfügen die Unternehmen, die wegen der Größe ihrer nicht nach dem EEG

²⁷ Die wesentliche Ausnahme sind Zeiten mit so stark negativen Marktpreisen, dass eine Verrech- nung des negativen Marktpreises mit der positiven Marktprämie einen Wert kleiner Null erreicht, also sichere Verluste bedeutet. Bei Anlagen mit wahrnehmbaren, positiven Grenzkosten der Er- zeugung – z. B. Biomasse, Speicherwasser über ein Opportunitätskostenkalkül – gilt dies, wenn eine Verrechnung diese Grenzkosten unterschreitet.

²⁸ Vgl. BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 107 ff.

geförderten Erzeugungskapazitäten für eine marktbeherrschende Stellung auf dem Stromerstabsatzmarkt in Betracht kommen, durchgängig über wesentlich kleinere Anteile bei den EEG-geförderten Erzeugungskapazitäten.²⁹

II. Räumliche Marktabgrenzung

- 33 Im Marktmachtbericht 2019 hat das Bundeskartellamt die räumliche Marktabgrenzung im Hinblick auf die Auswirkungen der Trennung des gemeinsamen Marktgebiets Deutschland-Österreich-Luxemburg in die Gebotszonen Österreich und Deutschland-Luxemburg zum 1. Oktober 2018 umfassend analysiert. Das Bundeskartellamt kam dort zu dem Schluss, dass durch die Gebotszonentrennung keine hinreichend hohe Marktintegration zwischen dem deutsch-luxemburgischen und dem österreichischen Strommarkt mehr bestehe und daher eine getrennte Betrachtung der Gebotszonen als separate Märkte angemessen erscheine.³⁰ Im Rahmen der diesjährigen Analysen wurde dieser Befund bestätigt. Zuvor hatte das Bundeskartellamt noch einen das Gebiet Deutschland, Luxemburg und Österreich umfassenden räumlichen Stromerstabsatzmarkt abgegrenzt.

1. Grundlagen

- 34 Strom ist ein physikalisch homogenes Gut ohne Substitutionsmöglichkeiten mit niedrigen inkrementellen Transportkosten. Daher ist davon auszugehen, dass sich die Preise in einem Gebiet ohne Handelsbeschränkungen einander angleichen.³¹ Im Stromgroßhandel gilt dies in besonderem Maße für die börslich ermittelten Spotpreise. Seit der Einführung der Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze werden diese Preise in separaten Auktionen ermittelt, die Auktionen sind allerdings europaweit gekoppelt.
- 35 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 Stromerst-

²⁹ Vgl. BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2019, S. 50 und BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2020, unter I. Elektrizität, 3. Marktkonzentration; Siehe Fn. 4 zum Erscheinen des diesjährigen Monitoringberichts.

³⁰ BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 38; Zur Berücksichtigung von im Ausland gelegenen Erzeugungsanlagen, welche direkt und engpassfrei an das deutsch-luxemburgische Marktgebiet angeschlossen sind siehe insbesondere ebda., Rn. 37.

³¹ Monopolkommission, 5. Sektorgutachten Energie 2015 (ehemals 71. Sondergutachten): Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende, Rn. 34 ff.

absatzmarkt auf die relativen Anteile der Zeitpunkte, in denen Preisgleichheit bzw. -konvergenz zwischen zwei Gebotszonen besteht, abgestellt. Eine solche Betrachtung wurde unter anderem von der EU-Kommission im Fusionskontrollverfahren Fortum/Uniper vorgenommen.³² Auch die Monopolkommission betrachtet die Preiskonvergenz von Nachbarstaaten als geeigneten Indikator für den Integrationsgrad nationaler Märkte.³³

2. Durchgeführte Analysen

- 36 Auf Grundlage der Spotpreise aus den Day-Ahead-Auktionen hat das Bundeskartellamt Preisgleichheitsanalysen zwischen dem deutsch-luxemburgischen Marktgebiet und verschiedenen Nachbarmarktgebieten durchgeführt. Die Analysen beziehen sich auf den gesamten Berichtszeitraum vom 1. Oktober 2019 bis zum 30. September 2020.
- 37 Diese Preisgleichheitsanalysen zeigen, dass weiterhin keine hinreichend hohe Marktintegration des deutsch-luxemburgischen und des österreichischen Strommarktes besteht. Das deutsch-luxemburgische Marktgebiet ist 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.
- 38 Tabelle 1 zeigt den Anteil der Stunden im Berichtszeitraum, 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 wird 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 54 Prozent der Stunden vor (2019: rd. 53 Prozent), in Off-Peak-Zeiten in 59 Prozent der Stunden (2019: rd. 50 Prozent). Die Preisgleichheit zur österreichischen Gebotszone liegt damit weiterhin auf einem ähnlichen Niveau wie die zur niederländischen und zu den dänischen Gebotszonen.

³² KOM, E. v. 16. Mai 2018, COMP/M.8660, Rn. 28 und 35 – Fortum/Uniper.

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

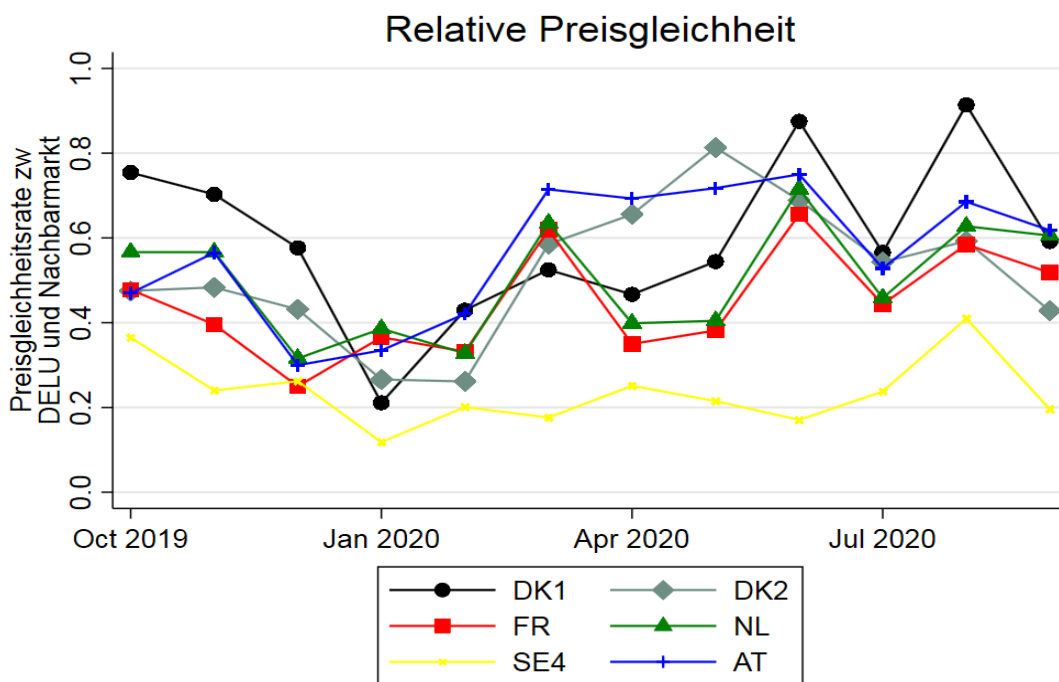
Tabelle 1: Preisgleichheitsraten zwischen der Gebotszone DE-LU und angrenzenden Gebotszonen³⁴

	FR	AT	NL	DK1	DK2	SE4	CH	CZ	PL
Off-Peak	46,7 %	58,7 %	51,4 %	59,6 %	53,2 %	18,6 %	3,4 %	3,2 %	0,7 %
Peak	42,3 %	53,9 %	48,4 %	59,8 %	50,3 %	30,6 %	2,9 %	2,6 %	1,5 %

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 beruckichtigen.

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

Abbildung 1: Relative Preisgleichheit im Zeitverlauf

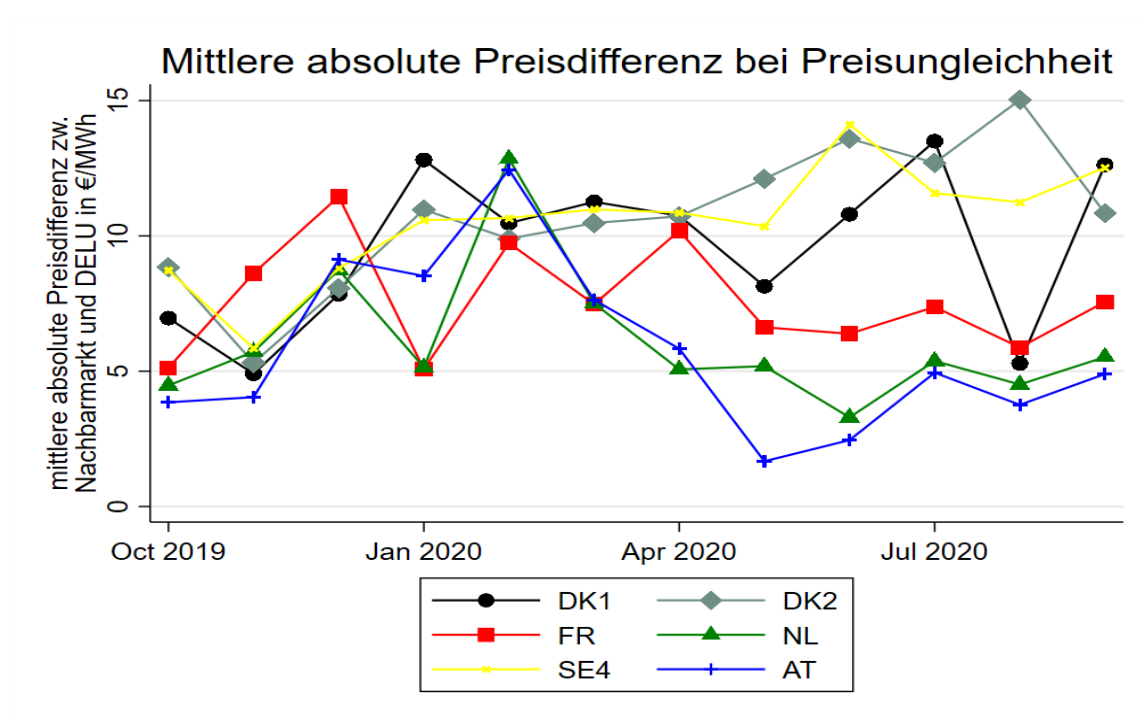


Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von ENTSO-E-Daten zu Day-Ahead-Preisen.

³⁴ FR: Frankreich; AT: Österreich; NL: Niederlande; DK1: Dänemark West (Jütland); DK2: Dänemark Ost (Funen, Seeland); SE4: Südschweden; CH: Schweiz; CZ: Tschechische Republik; PL: Polen.

- 40 Auch diese Darstellung verdeutlicht, dass an der deutsch-österreichischen Grenze Preisdifferenzen weiterhin in einem erheblichen Anteil der Stunden vorliegen. Die monatliche Preisgleichheitsrate im Berichtszeitraum lag meist deutlich unter 75 Prozent und sie lag insbesondere im Zeitraum Dezember 2019 bis Februar 2020 bei nur rd. 35 Prozent. Auch bei dieser monatlichen Betrachtung scheint die Integration der deutsch-luxemburgischen Gebotszone mit der österreichischen nicht stärker als z. B. mit den dänischen Gebotszonen.
- 41 Auch die Analyse der mittleren absoluten Preisdifferenz bei Preisungleichheit bestätigt diesen Befund. Abbildung 2 zeigt die monatliche mittlere absolute Preisdifferenz bei Preisungleichheit im Berichtszeitraum für verschiedene benachbarte Gebotszonen.

Abbildung 2: Mittlere absolute Preisdifferenzen im Zeitverlauf



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

- 42 Im Beobachtungszeitraum betrug die absolute Preisdifferenz zwischen den Gebotszonen Deutschland-Luxemburg und Österreich im Monatsdurchschnitt bis zu 12 EUR/MWh. Lediglich im Mai 2020 glichen sich die Preise im Mittel nahezu an. Seitdem stieg die absolute mittlere Preisdifferenz bei Preisungleichheit wieder auf bis zu 5 Euro/MWh. Bei einem durchschnittlichem Großhandelspreis von 30-50 €/MWh erscheinen die beobachteten Preisdifferenzen bei Preisungleichheit nach wie vor erheblich.

III. Zeitliche Marktabgrenzung

- 43 Im Marktmachtbericht 2019 hat das Bundeskartellamt ausführlich dargelegt, warum es eine zeitlich längerfristige, regelmäßig den Zeitraum eines Jahres umfassende zeitliche Marktabgrenzung für angemessen hält.³⁵ Demnach sind die Wettbewerbsbedingungen im kurzfristigen Day-Ahead- und Intraday-Sporthandel aufgrund der Besonderheiten des Produkts Strom zwar ausgeprägten, teils sehr kurzfristigen Schwankungen unterworfen. Dem begegnet die Kartellrechtspraxis aber durch die Ermittlung und statistische Bewertung zeitlich hochauflösender Indikatoren, insb. des Residual Supply Index (RSI). 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.
- 44 Ausnahmsweise könnte zwar auch ein kurzfristigerer Betrachtungszeitraum geboten sein. Als Beispiel führte das Bundeskartellamt im Marktmachtbericht 2019 eine deutliche und vorhersehbare, aperiodische Verknappung des Stromangebotes an, etwa wenn die im Markt verfügbare Gesamterzeugungsleistung über die Dauer eines erheblichen Jahresrests in Folge lang andauernder Großwetterlagen in ungewöhnlichem Umfang negativ beeinflusst worden ist. Im Beobachtungszeitraum 1. Oktober 2019 bis 30. September 2020 waren solche Phänomene indes nicht ersichtlich. Insbesondere stellte die COVID-19-Pandemie kein kapazitätsverknappendes, sondern ein nachfrageverknappendes Ereignis dar, das mithin Marktmacht Tendenzen tendenziell entgegengewirkt hat. Der Marktmachtbericht wird daher im Folgenden auf die Betrachtung der allgemeinen, den Zeitraum eines Jahres umfassenden Zeitspanne abstellen.

D. Marktmachtverhältnisse auf dem Stromerstabsatzmarkt

- 45 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.³⁶ Im Zweifelsfall weist die Vermutungsschwelle des § 18 Abs. 4 GWB dem Marktanteil eine herausgehobene Bedeutung zu. Die Bewertung der Marktstellung eines Unternehmens

³⁵ BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 44 ff.

³⁶ Vgl. BKartA v. 29. Mai 2012, Leitfaden zur Marktbeherrschung in der Fusionskontrolle, Rn. 25 und 28.

muss jedoch auch solche Besonderheiten eines Marktes hinreichend berücksichtigen, die unter Umständen die Indikatorqualität des Marktanteils einschränken.

- 46 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.³⁷ 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.³⁸
- 47 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.).
- 48 Ein weiterer jüngerer Ansatz der Marktmachtbestimmung stellt der Return on Withholding Capacity Index (RWC) dar.³⁹ Dieser wurde im Marktmachtbericht 2019 vom Bundeskartellamt diskutiert. Grundsätzlich hält das Bundeskartellamt an seiner dort geäußerten Einschätzung fest, dass der RWC perspektivisch den RSI bei einer sachgerechten Umsetzung als Screening-Instrument ergänzen könnte.⁴⁰ Aufgrund der hohen datentechnischen Anforderung an eine sachgerechte Umsetzung des RWC wurde jedoch auch in diesem Bericht auf dessen Ermittlung verzichtet.

³⁷ Vgl. zuletzt BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2019, S. 46 ff.

³⁸ Siehe schon oben, Rn. 43, sowie BNetzA und BKartA, Leitfaden Missbrauchsaufsicht, Rn. 46.

³⁹ 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); *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); 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.

⁴⁰ BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 130 ff., insb. 133.

I. Marktanteile

- 49 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 2019 ergaben sich – gemäß der oben erläuterten Marktabgrenzung – folgende vorläufige Werte:⁴¹

Tabelle 2: Marktanteile der fünf größten Stromerzeuger 2019 nach Kapazität

Unternehmen	Erzeugungskapazität in GW	Marktanteil
RWE	20,2	22,4 %
LEAG	7,8	8,6 %
EnBW	11,0	12,2 %
Vattenfall	7,5	8,3 %
Uniper	5,4	6,0 %
Andere	38,4	42,5 %
Kapazitäten gesamt	90,2	100,0 %

Quelle: BNetzA und BKartA, Energiemonitoring 2020

- 50 Eine kapazitätsbezogene Marktanteilsbetrachtung allein 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.⁴²
- 51 Im Rahmen seiner Monitoringtätigkeit erhebt das Bundeskartellamt daher die aggregierten Erzeugungsdaten von den größten Stromerzeugungsunternehmen in Deutschland. Für das Jahr 2019 ergaben sich folgende vorläufige Werte:⁴³

⁴¹ BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2020, unter I. Elektrizitätsmarkt, 3. Marktkonzentration; Siehe Fn. 4 zum Erscheinen des diesjährigen Monitoringberichts.

⁴² BGH, B. v. 11. November 2008, KVR 60/07 – E.ON/Eschwege.

⁴³ BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2020, unter I. Elektrizitätsmarkt, 3. Marktkonzentration; Siehe Fn. 4 zum Erscheinen des diesjährigen Monitoringberichts.

Tabelle 3: Marktanteile der fünf größten Stromerzeuger 2019 nach Erzeugung⁴⁴

Unternehmen	Erzeugung in TWh	Marktanteil
RWE	78,9	26,0 %
LEAG	49,0	16,2 %
EnBW	38,3	12,7 %
Vattenfall	19,5	6,4 %
E.ON	26,6	8,8 %
Andere	90,6	29,9 %
Nettostromerzeugung gesamt	302,8	100,0 %

Quelle: BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2020

- 52 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 Erzeugungsanteile je Viertelstunde im Zeitverlauf illustrieren.
- 53 In der folgenden Tabelle sind hier für den maßgeblichen Berichtszeitraum (1. Oktober 2019 bis 30. September 2020) für sechs exemplarische Unternehmen die jeweiligen viertelstündlichen Erzeugungsanteile aufgeführt.⁴⁵ 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, welche Erzeugungsanteile die Unternehmen in dem jeweiligen Anteil der Viertelstunden unterschritten. So hat ein Unternehmen gemäß den Angaben im EIN z. B. in 25 Prozent der Viertelstunden einen geringeren Erzeugungsanteil als in der Spalte Q25 aufgeführt, in fünf Prozent der Stunden einen geringeren Erzeugungsanteil als in der Spalte Q5 etc.

⁴⁴ Da sich die fünf größten Unternehmen abhängig von der gewählten Betrachtungsweise (kapazitäts- oder mengenbezogen) unterscheiden, sind die dargestellten Unternehmen in Tabelle 2 und Tabelle 3 teilweise nicht identisch.

⁴⁵ Bei dieser Betrachtung sind die Kraftwerke außerhalb des Datensatzes (unten D.II.2.c) nicht berücksichtigt worden.

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

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

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der Daten des EIN.

54 Die Erzeugungsanteile der verschiedenen Unternehmen schwanken im Zeitverlauf stark. Zudem ist aus den Daten ersichtlich, dass sich die Erzeugungsanteile der Unternehmen nicht parallel bewegen. So liegen z. B. die Maxima der Erzeugungsanteile der betrachteten Unternehmen jeweils an unterschiedlichen Tagen und bei größtenteils unterschiedlichen Auslastungen des Kraftwerksparks vor. Besonders deutlich sind zudem erneut die Unterschiede in den Spitzenwerten für einzelne Unternehmen im Vergleich zum Jahresdurchschnitt. Dies gilt insbesondere für LEAG, E.ON und Vattenfall. Hier übersteigt der Erzeugungsanteil in der Spitze den Erzeugungsanteil im Vergleich zum Jahresdurchschnitt jeweils um das Zweifache (LEAG) bzw. um das Dreifache (E.ON und Vattenfall).

II. Residual Supply Index (RSI)

55 Aufgrund der besonderen Eigenschaften des Strommarktes⁴⁶ verwendet das Bundeskartellamt in ständiger Praxis eine umfassende Pivotalanalyse mit Hilfe des sog. Residual Supply Index (RSI), um die Marktmachtverhältnisse auf dem Stromer Absatzmarkt festzustellen.⁴⁷ 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.).

⁴⁶ Vgl. oben Rn 43.

⁴⁷ Der RSI wurde vom Bundeskartellamt erstmalig in der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/-großhandel ermittelt und seitdem sowohl im Fusionskontrollverfahren RWE/E.ON (BKartA, FB v.

1. Konzept des RSI

- 56 Zur Einführung des Konzeptes des RSI wird zunächst einleitend unter a) die Grundidee des RSI und anschließend unter b) die verwendete Berechnungsmethode dargestellt.

a) Grundidee

- 57 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.
- 58 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

- 59 Die Berechnung des RSI erfolgt im Wesentlichen nach der im Marktmachtbericht 2019 dargelegten Methodik, die das Bundeskartellamt auch im Fusionskontrollverfahren

31. Mai 2019, B8-28/19, S. 5), sowie im Marktmachtbericht 2019 angewendet. Im Leitfaden Missbrauchsaufsicht hat das Bundeskartellamt angekündigt, diesen Ansatz zunächst fortzuführen, Rn. 47 ff.

RWE/E.ON⁴⁸ angewendet hat. Danach wird für jedes Unternehmen *i* für jede Viertelstunde *t* der RSI-Wert einzeln berechnet. Dies geschieht leicht vereinfacht nach folgender Formel:

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

- 60 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 tatsächlichen Verfügbarkeit

- 61 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 nicht einbezogen. Damit bleiben nur solche Kapazitäten übrig, die für die Deckung der Nachfrage am Stromer Absatzmarkt grundsätzlich zur Verfügung stehen.
- 62 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.
- 63 Erzeugungskapazitäten für nach dem EEG geförderten Strom werden entsprechend der sachlichen Marktabgrenzung ebenfalls nicht als Marktkapazitäten einbezogen. Die Nichteinbeziehung des EEG geförderten Stroms in die RSI-Berechnung hatte das Bundeskartellamt im Marktmachtbericht 2019 umfassend analysiert und kam dort zu dem Schluss, dass diese Nichteinbeziehung sich nicht entscheidungserheblich auf den sich aus den RSI-Berechnungen ergebenden Marktmachtbefund auswirken könne. Grund hierfür ist im Wesentlichen, dass die wettbewerblichen Wirkungen dieser Kapazitäten bzw. des von ihnen produzierten, nach EEG-geförderten Stromes in die Berechnung des RSI bereits indirekt miteinfließen. Durch deren vorgeifende Befriedigung der Nachfrage

⁴⁸ Vgl. BKartA, FB v. 31. Mai 2019, B8-28/19, S. 7 f. – RWE/E.ON.

nach Strom sinkt die entsprechende, dem Erstabsatzmarkt direkt zuzurechnende Residualnachfrage und damit der Bedarf an dem Stromerstabsatzmarkt zuzurechnender elektrischer Energie.⁴⁹

- 64 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 des Importpotentials

- 65 Aus deutscher Sicht sind die für das deutsch-luxemburgische Marktgebiet relevanten Marktmachtverhältnisse von Interesse. Dabei spielen neben den inländischen Stromerzeugungskapazitäten auch die Kapazitäten der Nachbarländer eine Rolle. Das Stromnetz des deutsch-luxemburgischen Marktgebietes ist über Verbindungsleitungen auch mit Stromnetzen verbunden, die zu anderen Marktgebieten gehören. Durch ausdrücklichen oder automatischen Handel⁵⁰ 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.
- 66 Für die Berechnung des RSI im Marktmachtbericht 2019 hatte das Bundeskartellamt zur Abbildung des ausländischen Wettbewerbspotentials den saldierten Importwert an allen deutschen elektrischen Außengrenzen an der numerischen Grenze zu den ein Prozent höchsten Nettoimportwerten und alternativ auch den Wert an der numerischen Grenze zu den fünf Prozent höchsten Nettoimportwerten des Beobachtungszeitraums angesetzt.⁵¹ Diese lagen im Berichtszeitraum des Marktmachtberichts 2019 bei 7.649 MW (ein Prozent) und 5.062 MW (fünf Prozent). Für die Zwecke der RSI-Berechnungen wurde im Rahmen dieses Ansatzes unterstellt, dass diese Kapazitäten dem inländischen Marktgeschehen jeweils durchgängig zur Verfügung standen.

⁴⁹ Vgl. BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 107 ff.

⁵⁰ Vgl. BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2019, S. 229 ff.

⁵¹ BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 97.

- 67 Der im Marktmachtbericht 2019 verwendete Ansatz stellt eine Modifikation zu der in der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/-großhandel verwendeten Annäherung an das ausländische Wettbewerbspotential dar. In dieser hatte das Bundeskartellamt noch für die Berechnung des RSI den Höchstwert des Nettoimportes im Beobachtungszeitraum als verfügbare Kapazität zugrunde gelegt.⁵² Das Bundeskartellamt hatte u.a. im Marktmachtbericht 2019 festgestellt, dass der Höchstwert zu stark von zufälligen oder einmaligen Konstellationen beeinflusst wird und sich deswegen nicht eignet, um die mit relevanter Häufigkeit aus anderen Marktgebieten zur Verfügung stehenden Stromerzeugungskapazitäten abzubilden.⁵³
- 68 Diese bisherigen Ansätze des Bundeskartellamtes zur Abbildung des ausländischen Wettbewerbspotentials im Rahmen der RSI-Berechnungen entsprechen hierbei einem statischen Ansatz, bei dem ein konstanter Wert für das ausländische Wettbewerbspotential über das ganze Jahr zu Grunde gelegt wird. Ein solcher statischer Ansatz stellt eine Vereinfachung dar und ist immer mit Überzeichnungen und teilweise auch mit Unterzeichnungen in einigen Marktsituationen verbunden. Denn das ausländische Wettbewerbspotential ergibt sich aus dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage in den jeweiligen angrenzenden Marktgebieten und ist somit keine konstante Größe über das Jahr, sondern schwankt vielmehr mit den Bedingungen des internationalen Stromausbaus und dem Strombedarf des Auslandes. Das Bundeskartellamt hat deshalb im Rahmen des diesjährigen Marktmachtberichtes ergänzend zu den statischen Annäherungen einen weiteren, situativen Ansatz entwickelt, welcher den situativen Charakter des ausländischen Wettbewerbspotentials angemessen aufgreift. Dieser ist unten näher dargestellt (siehe D.II.3.c). Aufgrund der aktuell entspannten Marktverhältnisse ist derzeit eine abschließende Entscheidung hierzu nicht erforderlich.

cc) Zeitraum für die Identifikation struktureller Marktmacht

- 69 Die RSI-Analyse dient der Prüfung von Marktbeherrschung und soll somit Aussagen über strukturell vorliegende Marktmacht treffen. Dabei spiegelt sich insb. die zeitliche Marktabgrenzung sowohl im Zeitraum wider, über den viertelstündliche RSI-Werte ermittelt werden, als auch in der Höhe des Schwellenwerts, 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 das Unternehmen für die Deckung der Nachfrage unverzichtbar („pivotal“) war. Ein höherer Anteil solcher Viertelstunden geht

⁵² BKartA, Januar 2011, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, S. 99.

⁵³ BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 93 ff.

mit einer höheren Wahrscheinlichkeit einher, dass das betreffende Unternehmen aus strukturellen Gründen über Marktmacht verfügt.

- 70 Nach dem in der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/-großhandel vom Bundeskartellamt erstmalig 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 eines Jahres) unverzichtbar für die Deckung der Stromnachfrage war.⁵⁴ 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.⁵⁵ Er erscheint daher für die vorliegende Analyse unverändert die richtige Größenordnung zu adressieren.
- 71 Der gewählte Wert weist zwar den generellen Nachteil von Schwellenwerten auf, dass im unmittelbaren Umfeld des Schwellenwertes bereits eine marginale Veränderung der Eingangsgrößen zu einer Änderung der Bewertung führt. Bei einer deutlichen Über- oder Unterschreitung der Schwellenwerte ergeben sich hingegen keinerlei Auswirkungen auf den maßgeblichen Befund. So beruhen 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,⁵⁶ 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 Stromerstabsatzmarkt keinen Anlass, die Diskussion über die genaue Bemessung des Schwellenwertes aktuell zu vertiefen.
- 72 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 Transparenzdaten⁵⁷ und der

⁵⁴ Vgl. Bundeskartellamt, Januar 2011, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, S. 98-109.

⁵⁵ Vgl. Bundeskartellamt, Januar 2011, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, Fn. 134.

⁵⁶ Vgl. Bundeskartellamt, Januar 2011, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, S. 105.

⁵⁷ Vgl. nur die Internetangebote transparency.entsoe.eu, smard.de, www.netztransparenz.de, www.regelleistung.net, www.marktstammdatenregister.de.

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

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

a) Datengrundlage

- 74 Die Datengrundlage für die Berechnung des RSI gliedert sich im Wesentlichen in die Bewegungsdaten der einzelnen Kraftwerke (Einspeisung, verfügbare Kapazitäten, Regelergievorrhaltung, Kapazitätsvorrhaltung zur Leistungsbesicherung etc.), Daten zum grenzüberschreitenden Stromhandel sowie die Zuordnung der einzelnen Kraftwerke zu den einzelnen Erzeugungsunternehmen. Für ergänzende Auswertungen wurde insbesondere auf Daten der ENTSO-E Transparenzplattform⁵⁸ zurückgegriffen sowie auf die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur.⁵⁹
- 75 Die Bewegungsdaten der Kraftwerke entstammen dem Energieinformationsnetz (EIN).⁶⁰ 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 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, Regelleistungsvorrhaltung, zu Vorrhaltungen für die Leistungsbesicherung, frei verfügbarer Kapazität sowie im Rahmen der technischen Restriktionen derzeit verfügbarer Gesamtkapazität. Diese Daten dienen den Übertragungsnetzbetreibern insbesondere zur Planung von Redispatch-Einsätzen.

⁵⁸ Verordnung (EU) Nr. 543/2013 der Kommission vom 14. Juni 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. Juni 2013, S. 1; Adresse: <https://transparency.entsoe.eu/>.

⁵⁹ Abrufbar unter www.bundesnetzagentur.de -> Elektrizität und Gas -> Versorgungssicherheit -> Erzeugungskapazitäten -> Kraftwerksliste.

⁶⁰ BNetzA, B. v. 16. April 2014, BK6-13-200 mit Anlagen.

- 76 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.
- 77 Für die im EIN meldenden Kraftwerke 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.⁶¹

b) Ableitung der Berechnungsgrößen des RSI aus der Datengrundlage

- 78 Aus dem EIN-Datensatz wurden zunächst die wenigen Meldungen entfernt, die sich nicht auf Erzeugungsanlagen im Sinne des oben definierten Stromerstabsatzmarktes beziehen. Im Wesentlichen wurden hierbei Meldungen von nach dem EEG geförderten Anlagen sowie von Produktionsanlagen, die nicht 50 Prozent oder mehr ihrer Energieerzeugung in öffentliche Netze speisen, von der RSI-Berechnung ausgeschlossen. Letztere werden hierbei für die RSI-Berechnung ausgeschlossen, da für diese Anlagen auf Grund des Einspeiseverhaltens von einer überwiegend für den Eigenverbrauch erfolgenden Produktion auszugehen ist. In der Größenklasse ab zehn MW handelt es sich meist um Industrieanlagen (rd. 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 Stromerstabsatzmarkt 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. Alle verbliebenen Meldungen wurden bekannten Kraftwerken zugeordnet.
- 79 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

⁶¹ Für eine Erläuterung siehe BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2019, S. 45.

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.

- 80 Die Kapazität wurde viertelstündlich je Kraftwerk ermittelt als dessen gemeldete geplante Produktion zuzüglich des gemeldeten, positiven Redispatch-Potentials. Dies berücksichtigt implizit automatisch die jeweiligen Nichtverfügbarkeiten des Kraftwerks, Vorhaltungen für anderweitige Leistungsbesicherung und Regelleistung.
- 81 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,⁶² wird die entsprechende Erzeugung bei der 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 den Marktmachtbefund auf Grundlage der RSI-Berechnungen relevanten Knappheitssituationen vor.⁶³ Maßnahmen des Einspeisemanagements sind daher für die Marktmachtfeststellung zumeist unerheblich.

c) Approximation nicht im EIN erfasster Anlagen

- 82 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

⁶² Siehe dazu oben, Rn. 24.

⁶³ Vgl. BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 107 ff.

von unter zehn MW aufweisen. Die entsprechende Erzeugungskapazität lässt sich jedoch aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur⁶⁴ 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 rd. sieben GW keine EIN-Daten vor.

- 83 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 sieben GW erhöht, d. h. die Anlagen wurden keinem der untersuchten Unternehmen zugerechnet. Dies impliziert eine geringfügige Unterschätzung der jeweiligen Marktstellung dieser Unternehmen. Eine weitere Präzisierung erschien aber unter den derzeitigen Marktbedingungen entbehrlich. Zudem hat RWE, als das am ehesten für eine marktbeherrschende Stellung in Betracht kommende Unternehmen, den ganz überwiegenden Teil ihrer kleinen Kraftwerke im Zuge des inzwischen kartellrechtlich freigegebenen komplexen Tauschs von Geschäftsaktivitäten zwischen beiden Unternehmen an E.ON abgegeben.
- 84 Die Daten des EIN enthalten keine Angaben zu dem von im Ausland gelegenen Kraftwerken ausgehenden Wettbewerbspotential. Das Bundeskartellamt ermittelt dieses ausländische Wettbewerbspotential über geeignete statistische Auswertungen der realisierten Nettoimporte. Das ermittelte ausländische Wettbewerbspotential wird kapazitätsseitig zu den freien Marktkapazitäten der Wettbewerber hinzugerechnet. Die im diesjährigen Bericht verwendeten Annäherungen des ausländischen Wettbewerbspotentials werden nach einer kurzen Darstellung der Entwicklung der Import-Export Salden im Berichtszeitraum unter D.II.3.a) anschließend in den Abschnitten D.II.3.b) und D.II.3.c) dargestellt.

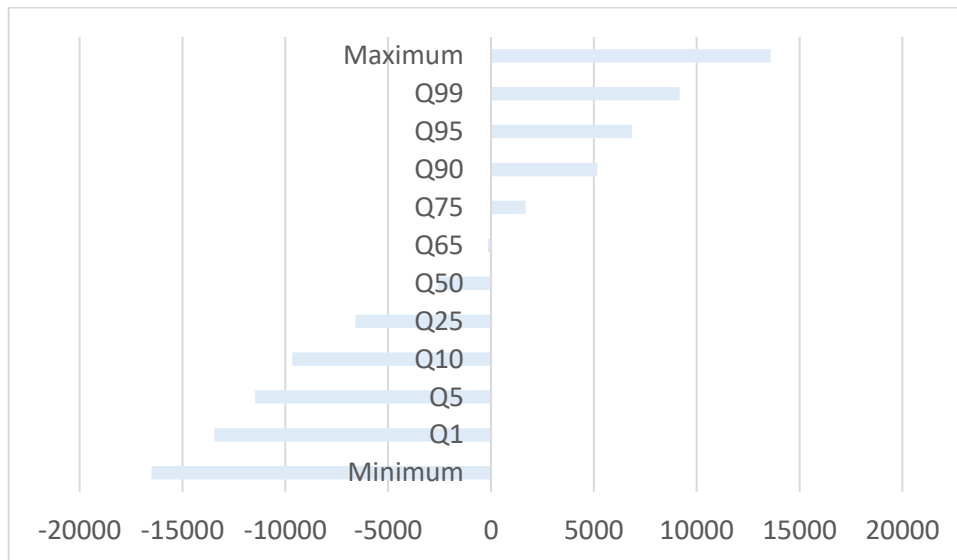
⁶⁴ Vgl. die öffentliche Fassung der Kraftwerksliste, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.

3. Berechnungen und Sensitivitätsbetrachtungen

a) Import-Export-Salden

85 Im diesjährigen Berichtszeitraum haben sich die beobachteten Import-Export Salden im Vergleich zum vergangenen Bericht in Richtung zunehmender Importe verschoben. Abbildung 3 stellt hierzu die Quantile⁶⁵ sowie Minimum und Maximum der beobachteten Nettoimporte im Berichtszeitraum dar. Der höchste Nettoimport im Berichtszeitraum lag bei rd. 13.591 MW und überstieg damit erneut den Maximalwert des Vorjahres von 12.614 MW. Auch die beobachteten Quantilswerte liegen im Vergleich zum Vorjahr auf einem höheren Niveau. Der Wert an der Grenze zu den ein Prozent höchsten Werten der Nettoimporte (99-Prozent-Quantil) im aktuellen Berichtszeitraum stieg von 7.649 MW auf 9.165 MW und der Wert an der Grenze zu den fünf Prozent höchsten Werten der Nettoimporte (95-Prozent-Quantil) stieg von 5.062 MW auf 6.857 MW. Insgesamt war Deutschland in 65 Prozent der Zeit des Berichtszeitraumes Nettoexporteur von Strom. Im Berichtszeitraum des Vorjahres war Deutschland noch in 75 Prozent der Zeit Nettoexporteur.

Abbildung 3: Quantile der realisierten Nettoimportwerte (01.10.2019-30.09.2020)



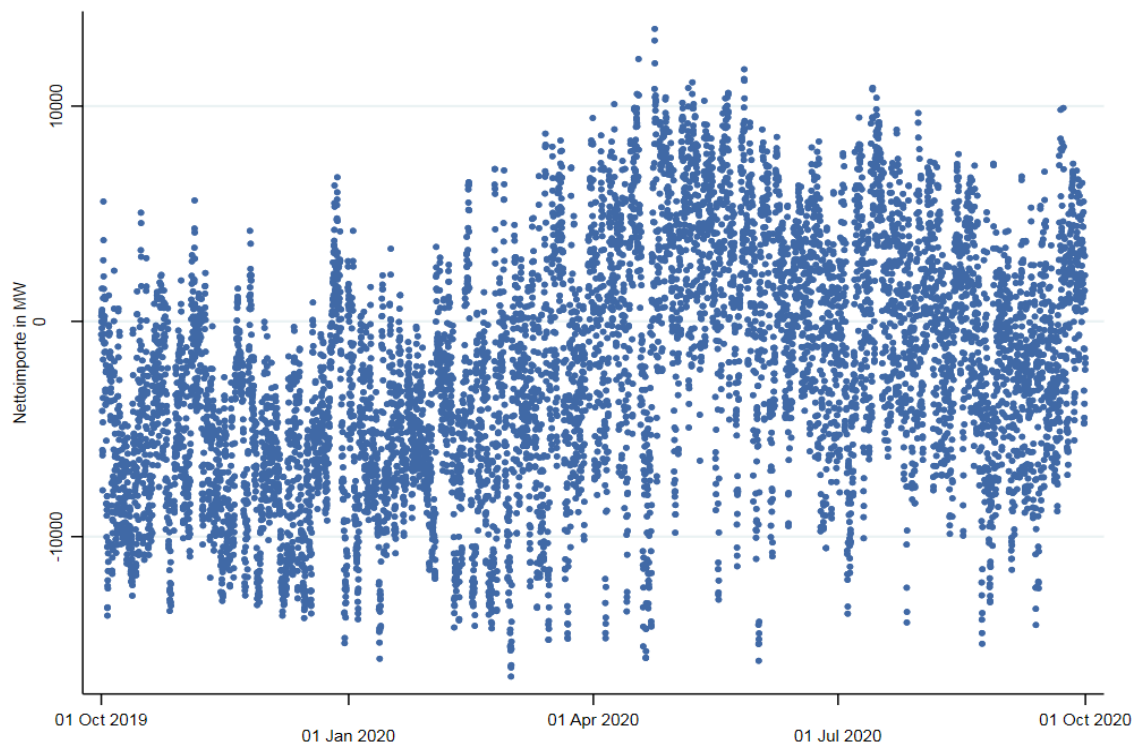
Quelle: Eigene Darstellungen basierend auf ENTSO-E Daten.

86 Der beobachtete Höchstwert von 13.591 MW ereignete sich im April 2020. Die Darstellung der Nettoimportwerte im Zeitverlauf in Abbildung 4 verdeutlicht die hohe Volatilität des Import-Export-Saldos im Jahreszeitverlauf. Hohe Importwerte von mehr als 10 GW

⁶⁵ Zum Begriff Quantile siehe Rn. 53.

ereigneten sich hauptsächlich im Frühjahr. Nettoimport von mehr als 12 GW wurde lediglich in 3 Stunden realisiert, während in 8 Stunden (0,09 Prozent der Stunden eines Jahres) ein Nettoimport von mehr als 11 GW und in 34 Stunden (0,39 Prozent der Stunden eines Jahres) ein Nettoimport von mehr als 10 GW realisiert wurde. Diese Zahlen verdeutlichen erneut, dass unbedingte Maximalwerte über den gesamten Berichtszeitraum zu stark von einzelnen ggf. zufälligen Ereignissen beeinflusst werden und deswegen nicht geeignet sind, um das ausländische Wettbewerbspotential angemessen abzubilden.⁶⁶ Der im Marktmachtbericht 2019 eingeführte Ansatz zur Abbildung des ausländischen Wettbewerbspotentials über den Nettoimportwert an der Grenze zu den ein Prozent höchsten Nettoimportwerten und alternativ auch den Wert an der Grenze zu den fünf Prozent höchsten Nettoimportwerten des Beobachtungszeitraums bietet hier eine realitätsnähere Abbildung des verfügbaren ausländischen Wettbewerbspotentials.

Abbildung 4: Stündliche Nettoimporte in MW im Jahresverlauf (01.10.2019-30.09.2020)



Quelle: Eigene Darstellungen basierend auf ENTSO-E Daten.

87 Allerdings vernachlässigt auch dieser statische Ansatz den grundsätzlich situativen Charakter des ausländischen Wettbewerbspotentials (siehe hierzu bereits Rn. 68). Um diesen angemessen zu berücksichtigen, hat das Bundeskartellamt ergänzend zu den bisher

⁶⁶ Siehe bereits BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 93.

angewendeten statischen Annäherungen einen situativen Ansatz zur Abbildung des ausländischen Wettbewerbspotentials entwickelt. Zunächst werden im nächsten Abschnitt die Ergebnisse der RSI-Berechnungen unter Verwendung des bisherigen statischen Ansatzes dargestellt. Anschließend wird in Abschnitt c) der ergänzende situative Ansatz zur Abbildung des ausländischen Wettbewerbspotentials eingeführt und im Abschnitt d) auch für diesen die Ergebnisse der RSI-Berechnungen dargestellt und mit den Ergebnissen des statischen Ansatzes verglichen. In Abschnitt e) wird die Sensitivität der ermittelten RSI-Ergebnisse auf geringe Verschiebungen der Marktverhältnisse untersucht.

b) Ergebnisse der RSI-Berechnungen mit statischer Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials

- 88 Die nachfolgenden Tabellen zeigen die Ergebnisse der RSI-Berechnungen mit einer statischen Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials. Hierzu wird der RSI, analog zum Vorgehen im Marktmachtbericht 2019, für zwei statische Annäherungen, die sich durch die angesetzte aus dem Ausland zur Verfügung stehende Erzeugungskapazität unterscheiden, berechnet. In Tabelle 5 wird der Nettoimportwert an der Grenze zu den ein Prozent höchsten Werten als Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials zu Grunde gelegt. Dieser betrug im diesjährigen Berichtszeitraum 9.165 MW (im Vorjahr 7.649 MW). Bei der Berechnung der dargestellten RSI-Ergebnisse wurde jeweils unterstellt, dass dieser Wert jederzeit dem Inland als zusätzliche Kapazität zur Verfügung stand. Lediglich in den ein Prozent der Zeit, in der die tatsächlichen Importwerte diese Annäherung überschritten, wurden für diese Zeitpunkte die tatsächlichen Importwerte als ausländisches Wettbewerbspotential kapazitätsseitig zu Grunde gelegt, um mögliche Verzerrungen auszuschließen. Aufgeführt ist der Zeitanteil, in denen der RSI des untersuchten Unternehmens kleiner 1,0 gewesen ist.

Tabelle 5: Zeitanteil mit RSI < 1,0 je Unternehmen unter Einbeziehung von 9.165 MW ausländischer Erzeugungskapazität

Unternehmen	Zeitanteil mit RSI < 1,0 in Prozent
RWE	[< 1,6] %
EnBW	0 %
LEAG	0 %
E.ON	0 %
Uniper	0 %
Vattenfall	0 %

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

- 89 Es zeigt sich, dass nur RWE bei einem angesetzten ausländischen Wettbewerbspotential von 9.165 MW im Berichtszeitraum im geringen einstelligen Prozentsatz der Zeit pivotal für die Deckung der Nachfrage gewesen ist und zwar in deutlich weniger als fünf Prozent der betrachteten Zeit. Der ermittelte Zeitanteil pivotaler Viertelstunden von knapp unter 1,6 Prozent liegt hierbei leicht unter dem Wert des Marktmachtberichts 2019 von rd. zwei Prozent. Hierbei ist aber auch der Anstieg des angesetzten ausländischen Wettbewerbspotentials von 7.649 MW im Vorjahresbericht auf 9.165 MW im aktuellen Berichtszeitraum zu berücksichtigen. Keines der übrigen großen Stromerzeugungsunternehmen war nach dieser Berechnung im Berichtszeitraum zu einem bestimmten Zeitpunkt pivotal.
- 90 Tabelle 6 fasst die Ergebnisse der RSI-Berechnungen bei einer konservativeren Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials zusammen. Hier wird der Nettoimportwert an der Grenze zu den fünf Prozent höchsten Werten als jederzeit verfügbares ausländisches Wettbewerbspotential kapazitätsseitig angesetzt. Dieser betrug im diesjährigen Berichtszeitraum 6.875 MW (im Vorjahr 5.062 MW). Für die fünf Prozent der Zeit, in der die tatsächlichen Importe diesen Wert überstiegen, wird auch hier der tatsächlich realisierte Importwert als ausländisches Wettbewerbspotential zu Grunde gelegt. Auch im Rahmen dieser Betrachtung ist allein RWE in einem einstelligen Prozentsatz der Zeit pivotal gewesen, allerdings liegt auch dieser prozentuale Zeitanteil weiterhin unter fünf Prozent. Im Vergleich zum Marktmachtbericht 2019 liegt der ermittelte Zeitanteil pivotaler Viertelstunden von knapp unter 3,7 Prozent auch für diese konservative Annäherung leicht unter dem Wert des Vorjahres von rd. 4,7 Prozent. Auch hier ist allerdings der Anstieg des angesetzten ausländischen Wettbewerbspotentials im Vergleich zum Vorjahresbericht zu berücksichtigen.

Tabelle 6: Zeitanteil mit RSI < 1,0 je Unternehmen unter Einbeziehung von 6.875 MW ausländischer Erzeugungskapazität

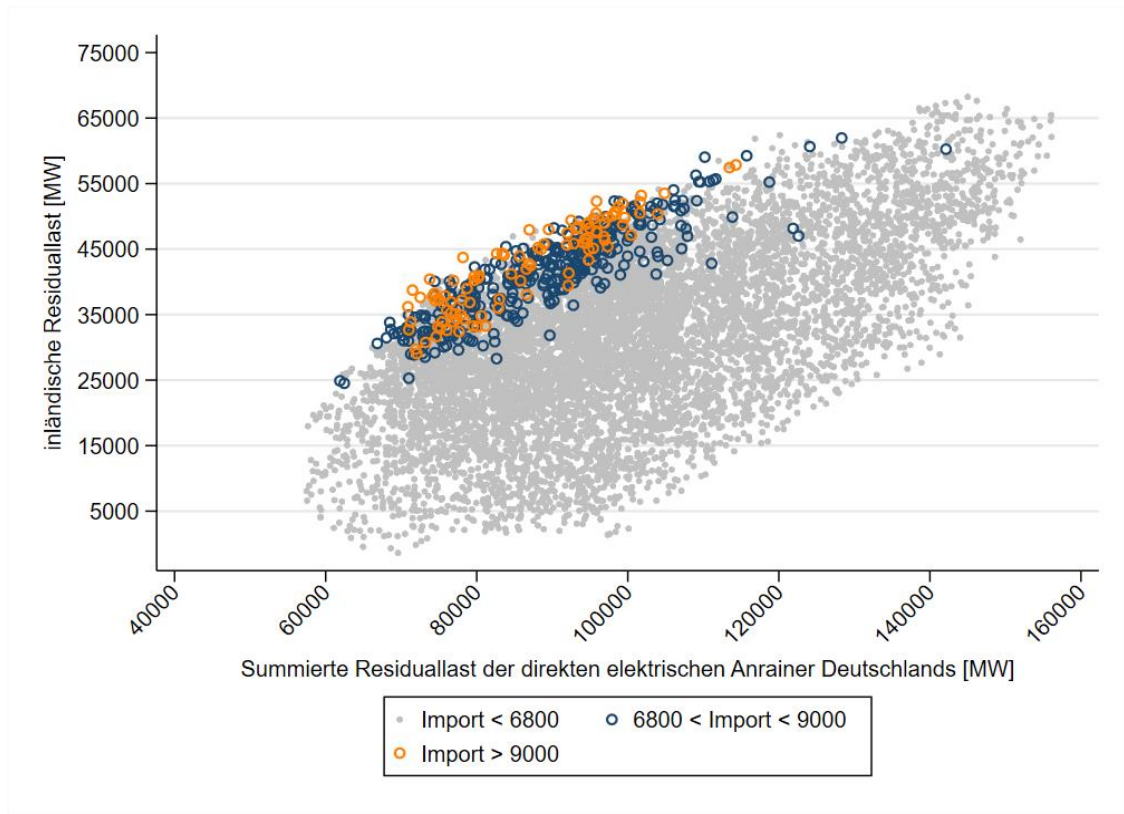
Unternehmen	Zeitanteil mit RSI < 1,0 in Prozent
RWE	[< 3,7] %
EnBW	0 %
LEAG	[< 0,1] %
E.ON	0 %
Uniper	0 %
Vattenfall	0 %

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

c) Situativer Ansatz zur Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials

- 91 Die bisher dargestellte statische Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials vernachlässigt, dass das ausländische Wettbewerbspotential keine fixe Größe ist, sondern mit den jeweiligen Marktgegebenheiten in den betrachteten Ländern schwankt. Insbesondere in knappen Marktsituationen im Ausland könnte der statische Ansatz das mögliche ausländische Wettbewerbspotential daher deutlich überzeichnen. Dieses Problem kann dadurch adressiert werden, dass man die in den betrachteten Ländern jeweils vorherrschende Residuallast in den Blick nimmt. Residuallast wird hierbei als Differenz zwischen vorherrschender Nachfrage (Last) und der Einspeisung aus Wind-, Solar- und Laufwasseranlagen definiert. Die so ermittelte Residuallast bietet ein geeignetes Maß für den Bedarf Deutschlands und der deutschen Anrainerstaaten an dem Stromer Absatzmarkt zuzurechnender elektrischer Energie.
- 92 Abbildung 5 stellt die inländische Residuallast und die summierte Residuallast der elektrischen deutschen Nachbarn (Staaten mit einer Verbindungsleitung zum deutschen Stromnetz) in einem Streudiagramm dar. Blaue Punkte markieren dabei jeweils Zeitpunkte mit einem Nettoimport zwischen 6.800 MW und 9.000 MW, orange Punkte mit einem Nettoimport über 9.000 MW. Diese Werte entsprechen in etwa der Grenze zu den fünf bzw. ein Prozent höchsten Werten, welche in dem oben beschriebenen statischen Ansatz der Erfassung des ausländischen Wettbewerbspotentials zu Grunde gelegt wurden.

Abbildung 5: Beobachtete Nettoimporte in Abhängigkeit der inländischen und ausländischen Residuallast im Zeitraum 01.10.2019-30.09.2020



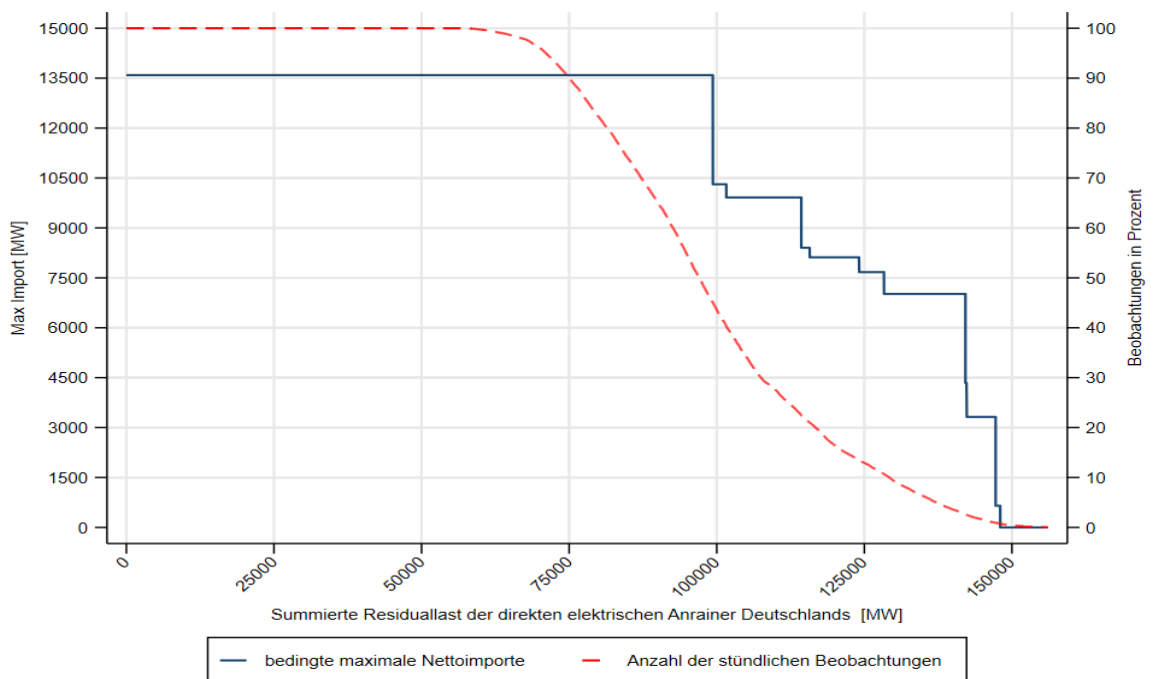
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf ENTSO-E Daten.

- 93 Die Abbildung verdeutlicht zunächst, dass eine ausgeprägte positive Korrelation zwischen der Residuallast Deutschlands und seiner elektrischen Nachbarn besteht. Dies erscheint plausibel, da sich insbesondere wetterbedingte, saisonale sowie tageszeitabhängige Effekte zeitgleich auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und die Nachfrage nach Strom in Deutschland und seinen Nachbarstaaten auswirken sollten. Ferner verdeutlicht die Abbildung, dass hohe Importwerte hauptsächlich dann auftreten, wenn die summierte Residuallast der deutschen Anrainerstaaten vergleichsweise gering ausfällt und die deutsche Residuallast gleichzeitig relativ hoch ausfällt. Bei hohen Werten der ausländischen Residuallast – selbst bei gleichzeitig hoher deutscher Residuallast – lassen sich hingegen kaum Nettoimporte in Höhe der im statischen Ansatz zugrunde gelegten Werte beobachten. So lag z. B. für die 20 Prozent der höchsten Werte der summierten ausländischen Residuallast im Berichtszeitraum nie ein Wert von mehr als 9.000 MW und nur in sechs (von 1752) Stunden ein Wert von mehr als 6.800 MW vor.
- 94 Diese Betrachtungen legen nahe, dass statische Annäherungen das ausländische Wettbewerbspotential insbesondere in im Ausland knappen Marktsituationen deutlich überschätzen. Durch die ausgeprägte Korrelation zwischen inländischer und ausländischer Residuallast könnte sich diese Überzeichnung insbesondere auch auf inländische

Knappheitssituationen und damit auch auf die ermittelte Anzahl pivotaler Viertelstunden eines Anbieters auswirken.

- 95 Das Bundeskartellamt hält daher ergänzend zur statischen Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials einen situativen Ansatz für zielführend. So kann z. B. über die oben definierte ausländische summierte Residuallast eine Kategorisierung verschiedener ausländischer Marktsituationen erfolgen. Für jede Situation wird dabei über bedingte Maximalwerte der beobachteten Nettoimportwerte ein geeigneter Wert für das ausländische Wettbewerbspotential abgeschätzt. Hierzu wird der Maximalwert der beobachteten Nettoimporte für jeden Wert der summierten ausländischen Residuallast nur über diejenigen Residuallast-Situationen hinweg bestimmt, in welchen die summierte ausländische Residuallast höher als dieser Wert (oder gleich groß) ausfiel. Zum Beispiel werden für eine summierte ausländische Residuallast von 100.000 MW zur Bestimmung des zugehörigen bedingten Maximums nur Nettoimporte aus Situationen berücksichtigt, in denen die summierte ausländische Residuallast den Wert 100.000 MW überstieg (rd. 60 Prozent der Beobachtungen). Die sich hieraus ergebende Kurve ist in Abbildung 6 dargestellt. Der Anteil der berücksichtigten Beobachtungen mit einer größeren Residuallast (rote Kurve) sowie die sich ergebenden bedingten Maximalwerte der Nettoimporte (blaue Kurve) nehmen mit steigender Residuallast ab.

Abbildung 6: Bedingte Maximalwerte der beobachteten Nettoimporte in Abhängigkeit der summierten Residuallast der direkten elektrischen Anrainer Deutschlands im Zeitraum 01.10.2019-30.09.2020



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf ENTSO-E Daten.

96 Bei der Zugrundelegung des situativen Ansatzes in der RSI-Berechnung wird in Abhängigkeit der Höhe der summierten ausländischen Residuallastlast der nach dem beschriebenen Prinzip ermittelte bedingte Maximalwert zur Abbildung des ausländischen Wettbewerbspotentials zugrunde gelegt. Hierdurch ergibt sich eine einfache Differenzierung der Knappheit in den ausländischen Nachbarstaaten und den damit einhergehenden Importmöglichkeiten.

d) Ergebnisse der RSI-Berechnung mit situativer Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials

97 Die folgende Tabelle stellt die Ergebnisse der RSI-Berechnung unter Verwendung des beschriebenen situativen Ansatzes dar. Aufgeführt ist der Zeitanteil, in denen der RSI des jeweiligen Unternehmens kleiner 1,0 gewesen ist.

Tabelle 7: Zeitanteil mit RSI < 1,0 je Unternehmen unter Verwendung des situativen Ansatzes zur Abbildung des ausländischen Wettbewerbspotentials

Unternehmen	Zeitanteil mit RSI < 1,0 in Prozent
RWE	[< 2,6] %
EnBW	0 %
LEAG	0 %
E.ON	0 %
Uniper	0 %
Vattenfall	0 %

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

98 Die Ergebnisse decken sich weitgehend mit den Ergebnissen der vorherigen Berechnungen bei Zugrundelegung einer statischen Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials. Einzig RWE ist in einem geringen einstelligen Prozentanteil der Zeit nach dieser Berechnung pivotal gewesen. Auch hier ist der ermittelte Zeitanteil von knapp unter 2,6 Prozent geringer als die angesetzte fünf Prozent-Schwelle zur Vermutung einer Marktbeherrschung. Der ermittelte Zeitanteil für RWE liegt hierbei zwischen den beiden verwendeten Varianten der statischen Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials.

e) Sensitivität der RSI-Werte im Grenzbereich des Schwellenwertes

- 99 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 aber in einer darauffolgenden RSI-Berechnung in diesen Viertelstunden Werte von knapp unter 1,0 und damit eine entsprechend stärker ausgeprägte Pivotalität ergeben.
- 100 Um die Sensitivität der ermittelten Anzahl pivotaler Viertelstunden auf geringe Verschiebungen der Marktverhältnisse zu analysieren, werden im Folgenden für jedes Unternehmen i zu jedem Zeitpunkt t die freien Erzeugungskapazitäten nach der Deckung der Nachfrage auf dem Stromer Absatzmarkt bestimmt, welche nicht diesem Unternehmen zuzurechnen sind:

$$\text{freie Erzeugungskapazität}_{it} = \text{Marktkapazität}_t - \text{Marktkapazität}_{it} - \text{Marktnachfrage}_t$$

Auf der Grundlage dieser freien Erzeugungskapazitäten lassen sich Rückschlüsse darüber ziehen, wie robust die ermittelten RSI-Ergebnisse gegenüber geringen Verschiebungen der Marktsituation sind, und sich zugleich erste Erkenntnisse darüber gewinnen, wie stark einzelne Unternehmen von der Vermutungsschwelle der Marktbeherrschung entfernt sind.

- 101 In der folgenden Darstellung ist für jedes betrachtete Unternehmen angegeben, wie hoch der niedrigste Wert der freien Erzeugungskapazität nach Entfernung der fünf Prozent niedrigsten Werte ist, also das Fünf-Prozent-Quantil der oben definierten freien Erzeugungskapazität eines Unternehmens.⁶⁷ Aus dieser Darstellung lässt sich weiterhin entnehmen, ob ein Unternehmen die angesetzte Fünf-Prozent-Schwelle zur Vermutung einer Marktbeherrschung überschritten hat. Hat ein Unternehmen in mehr als fünf Prozent der Zeit einen RSI-Wert von 1,0 oder kleiner, müsste die ausgewiesene freie Erzeugungskapazität in diesen Situationen negativ sein, da die Nachfrage nicht ohne dieses Unternehmen gedeckt werden konnte. Folglich wäre auch das dargestellte Fünf-Prozent-Quantil der freien Erzeugungskapazität negativ. Hat ein Unternehmen hingegen in weniger als fünf Prozent der Zeit einen RSI-Wert von 1,0 oder kleiner, so muss logisch notwendig ein Teil der freien Erzeugungskapazitäten in diesen Situationen positiv gewesen sein und in der nachfolgenden Darstellung erscheint ein positiver Wert für die freien Erzeugungskapazitäten.

⁶⁷ Zum Begriff Quantile siehe Rn. 53.

102 Die Werte in Tabelle 8 zeigen die ermittelten Fünf-Prozent-Quantilswerte der freien Erzeugungskapazitäten für jedes Unternehmen für jede der betrachteten Annäherungen des ausländischen Wettbewerbspotentials. Die Analyse zeigt, dass selbst bei einer konservativen statischen Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials in 95 Prozent der Zeit mehr als ein GW freie Erzeugungskapazitäten zusätzlich nach Deckung der Marktnachfrage zur Verfügung standen, welche nicht RWE zuzurechnen sind. Für die anderen beiden verwendeten Annäherungen des ausländischen Wettbewerbspotentials liegt dieser Wert mit über drei GW freier Erzeugungskapazität sogar noch wesentlich höher.

Tabelle 8: 5 % Quantil der RSI-Werte je Unternehmen bei verschiedener Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials

Unternehmen	5 % Quantil der freien Erzeugungskapazitäten in MW		
	Angesetzte ausländische Erzeugungskapazität von 9.165 MW	Angesetzte ausländische Erzeugungskapazität von 6.875 MW	Situative Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials
RWE	[> 3.000 MW]	[> 1.000 MW]	[> 3.000 MW]
LEAG	[> 11.000 MW]	[> 9.000 MW]	[> 12.000 MW]
EnBW	[> 11.000 MW]	[> 9.000 MW]	[> 12.000 MW]
Vattenfall	[> 14.000 MW]	[> 12.000 MW]	[> 15.000 MW]
E.ON	[> 14.000 MW]	[> 12.000 MW]	[> 15.000 MW]
Uniper	[> 15.000 MW]	[> 13.000 MW]	[> 16.000 MW]

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

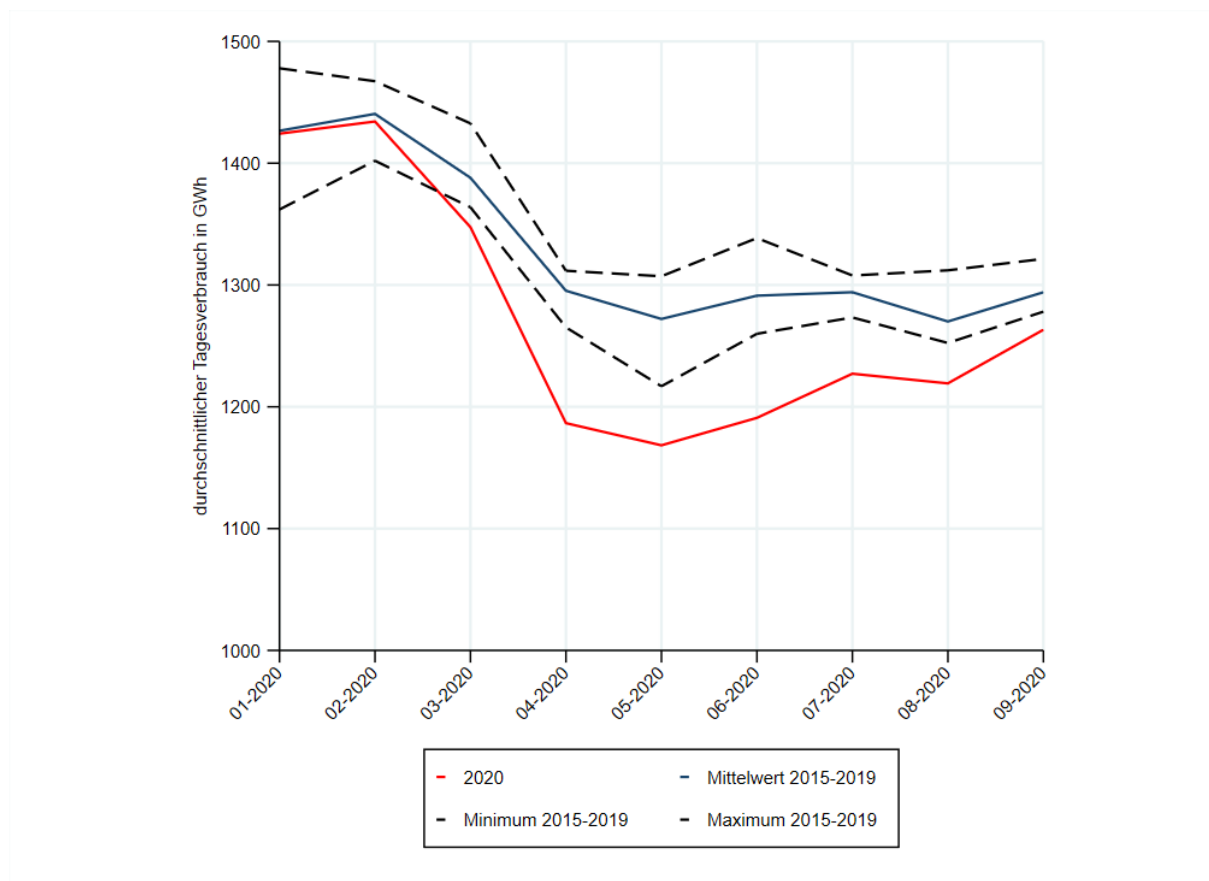
103 Die Ergebnisse dieser Analyse vertiefen den bisherigen Befund. Für den Berichtszeitraum ist RWE in weniger als fünf Prozent der Zeit pivotal. Der Abstand zur Pivotalität liegt allerdings im Rahmen der in den kommenden Jahren zu erwartenden Marktverknappungen, die z. B. schon aus der ersten Gebotsrunde des Kohleausstiegs resultieren; die weiteren Gebotsrunden des Kohleausstiegs und der Atomausstieg kommen perspektivisch noch hinzu. Dies bestätigt erneut,⁶⁸ dass der bevorstehende Kapazitätsrückbau in Folge des Kohle- und Atomausstiegs dazu führen könnte, dass RWE die Fünf-Prozent-Vermutungsschwelle in naher Zukunft überschreiten könnte.

⁶⁸ Vgl. schon BKartA, FB v. 31. Mai 2019, B8-28/19 S. 8 f. – RWE/E.ON, sowie BKartA, Markt-machtbericht 2019, Rn. 134 ff.

III. Auswirkungen der COVID-19-Pandemie auf den Stromerstabatzmarkt

104 Der Ausbruch der COVID-19-Pandemie im Jahr 2020 und die damit einhergehenden Einschränkungen des öffentlichen Lebens und der Wirtschaft beeinflussen auch das Marktgeschehen im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie. Insbesondere der Stromverbrauch ist seit Mitte März mit Einführung der umfassenden Kontaktbeschränkungen und den nachfolgenden Maßnahmen zur Eindämmung der Pandemie im Vergleich zum Vorjahr deutlich gesunken. Abbildung 7 stellt den durchschnittlichen Tagesverbrauch in Deutschland in GWh für die Monate des Berichtszeitraums des Jahres 2020 im Vergleich zum mittleren Verbrauch der vorherigen Jahre dar.

Abbildung 7: Vergleich des monatlichen Stromverbrauchs in GWh im Jahr 2020 mit dem der Jahre 2015-2019



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

105 Die stärksten Unterschiede traten in den Monaten April und Mai auf. Hier lag der diesjährige Stromverbrauch um knapp neun Prozent (April) bzw. elf Prozent (Mai) unter dem Verbrauch der Vorjahre. Im August und September dieses Jahres näherte der Stromverbrauch sich wieder dem Niveau der Vorjahre an. Hier betrug die Unterschiede zu den Vorjahren nur noch rd. zwei Prozent.

- 106 Die gesunkene Stromnachfrage schlug sich auch in den beobachteten Day-Ahead Preisen an den Strombörsen nieder. Im Zeitraum Januar bis Ende September lag der durchschnittliche Day-Ahead Preis mit rd. 28 Euro/MWh im Jahr 2020 knapp zehn Euro unter dem Durchschnittspreis des Vorjahres in diesem Zeitraum von rd. 38 Euro/MWh (bei einer Standardabweichung von rd. 16 Euro/MWh). Im Jahr 2020 kam es zudem auch vermehrt zu Stunden mit negativen Strompreisen. Für den Zeitraum Januar bis September lagen im Jahr 2020 insgesamt in 239 Stunden negative Preise vor, im Vorjahr kam es dagegen im selben Zeitraum in nur 168 Stunden zu negativen Strompreisen.⁶⁹ Das verstärkte Auftreten negativer Strompreise ist aber ggf. nicht nur auf die gesunkene Stromnachfrage zurückzuführen. Vielmehr kann sie auch durch eine erhöhte Einspeisung von erneuerbaren Energien aufgrund entsprechender Wetterbedingungen zu erklären sein. Denn insbesondere im Februar und April 2020 kam es zu einer vergleichsweise hohen Einspeisung von erneuerbaren Energien.⁷⁰
- 107 Die Ergebnisse der durchgeführten RSI-Analyse (s. oben) zeigen, dass die Auswirkungen des gesunkenen Stromverbrauchs auf die Marktmachtverhältnisse im Stromerstabatzmarkt für den Berichtszeitraum 1. Oktober 2019 bis 30. September 2020 sehr begrenzt sind. Zwar kann sich eine insgesamt geringere Nachfrage nach Strom grundsätzlich auch auf die Marktmachtverhältnisse im Stromerstabatzmarkt auswirken. Abhängig von der Diversifizierung des jeweiligen Kraftwerksparks eines Anbieters könnte hierbei eine Verringerung der Nachfrage kurzfristig zu Verschiebungen bei den Marktanteilen der verschiedenen Anbieter führen. Profitieren würden tendenziell Anbieter mit einem Kraftwerkspark mit einem hohen Anteil von Kraftwerken mit niedrigen energieträgerspezifischen Grenzkosten wie z. B. Kernkraft und Braunkohle. Allerdings dürften – in Abhängigkeit nicht zuletzt von der dargebotsabhängigen Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien – auch insgesamt weniger Knappheitssituationen auftreten. Die gesunkene Stromnachfrage hat sich im Berichtszeitraum insbesondere im Frühjahr dieses Jahres ausgewirkt. Zugleich war jedoch aufgrund der hohen Einspeisung erneuerbarer Energien der Bedarf nach konventionell erzeugtem, dem Stromerstabatzmarkt zuzurechnenden Strom tendenziell geringer. Daher ergaben sich die Auswirkungen des Nachfragerückgangs auf die Marktmachtverhältnisse maßgeblich in einen Zeitraum, in dem ohnehin kaum Knappheitssituationen vorlagen.

⁶⁹ Auswertungen basieren auf Daten von ENTSO-E, abrufbar unter <https://transparency.entsoe.eu/>.

⁷⁰ Vgl. BNetzA, „Stromerzeugung und Stromhandel im April 2020“, abrufbar unter <https://www.smard.de/page/home/topic-article/498/178840>, sowie BNetzA, „Stromerzeugung und Stromhandel im Februar 2020“, abrufbar unter <https://www.smard.de/page/home/topic-article/498/94862>.

E. Wettbewerbliche Würdigung und Perspektiven

- 108 Nach allen vorgestellten Befunden kommt auf dem Stromerstabsatzmarkt derzeit weiterhin allein RWE als mit Abstand führender Anbieter für eine marktbeherrschende Stellung in Betracht; EnBW und LEAG folgen mit weitem Abstand. 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 für alle betrachteten Annäherungen des ausländischen Wettbewerbspotentials. Eine Marktherrschaft ist auch bei einer konservativen statischen Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials über das beobachtete 95-Prozent-Quantil der Nettoimportwerte nicht ersichtlich. Allerdings zeigt die RSI-Analyse auch, dass schon vergleichsweise geringfügige Veränderungen dazu führen könnten, dass RWE in mehr als fünf Prozent der Zeit pivotal sein könnte. Solche Veränderungen stehen mit den ersten Stufen des Kohleausstieges und den letzten Stufen des Atomausstieges unmittelbar bevor.
- 109 Es gilt somit weiterhin der bereits im Marktmachtbericht 2019 abgeleitete Befund, dass RWE derzeit nicht marktbeherrschend ist. Allerdings könnte RWE bereits in naher Zukunft wieder in eine marktbeherrschende Stellung hineinwachsen. Eine signifikante Entspannung der Marktmachtverhältnisse auf dem Stromerstabsatzmarkt durch eine geringere Stromnachfrage aufgrund der COVID-19-Pandemie und angestiegene Stromimporte im Berichtszeitraum konnten nicht festgestellt werden.
- 110 Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass der Umfang der Stromimporte grundsätzlich weiter zunehmen wird. Ursächlich hierfür dürften auch die Folgen des Atomausstieges und des Kohleausstieges sein. Ferner auswirken dürfte sich die EU-rechtlich angeordnete Anhebung der dem grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung zu stellenden Kapazitäten⁷¹ sowie der Ausbau grenzüberschreitender Kapazitäten.⁷² Zudem ist aus Sicht des Bundeskartellamtes zu erwarten, dass die Im- und Exporte in noch stärkerem Umfange 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 weiterhin ein besonderes Augenmerk widmen.

⁷¹ 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).

⁷² Z.B. die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitung nach Belgien „ALEGrO“ ab 18. November 2020 (<https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/ALEGrO-Deutschland-Belgien/>).

111 Die Marktmachtverhältnisse auf dem Stromer Absatzmarkt sind im Moment zwar noch nicht kritisch zu bewerten. 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. Mit der in Folge des fortschreitenden Atomausstiegs und Kohleausstiegs konkret bevorstehenden weiteren Marktverknappung könnte sich möglicherweise eine kritisch zu bewertende Verstärkung der Marktmacht von RWE ergeben. Hinzu kommen die jüngsten Veränderungen im Bereich der Regelenergie, die mögliche Marktmachtprobleme in diesem Bereich zumindest nicht ausgeschlossen erscheinen lassen. Das Bundeskartellamt erwägt daher erneut, auch den nächsten Marktmachtbericht nicht erst nach der gesetzlich verankerten Regelfrist von zwei Jahren, sondern bereits im Jahr 2021 zu veröffentlichen.