



Bundeskartellamt



Offene Märkte | Fairer Wettbewerb

Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie 2021

Marktmachtbericht

Februar 2022



Marktmachtbericht

Bericht gemäß § 53 Abs. 3 Satz 2 GWB

Az. B8-16/21

Februar 2022

Kontakt

Bundeskartellamt

8. Beschlussabteilung

Kaiser-Friedrich-Straße 16

53113 Bonn

poststelle@bundeskartellamt.bund.de

<http://www.bundeskartellamt.de>

Bildnachweis Cover: Shutterstock – Michael von Aichberger

Inhaltsverzeichnis

A. Zusammenfassung (executive summary)	1
B. Hintergrund, Ziele und Vorgehensweise	5
C. Marktabgrenzungen im Bereich der Stromerzeugung	7
I. Sachliche Marktabgrenzung	7
1. Stromerstabsatz	7
2. Eigenverbrauch und Bahnstrom	8
3. Regelenergie	8
4. Reservekapazitäten	11
5. Redispatch	11
6. Nach EEG geförderte Strommengen	12
II. Räumliche Marktabgrenzung	14
1. Stromerstabsatzmarkt	14
2. Regelenergie	18
III. Zeitliche Marktabgrenzung	19
1. Stromerstabsatzmarkt	19
2. Regelenergie	20
D. Marktmachtverhältnisse auf dem Stromerstabsatzmarkt	21
I. Aktuelle Marktentwicklungen	22
1. Entwicklung der Nachfrage und der Einspeisung erneuerbarer Energien	23
2. Kapazitätsentwicklung	25
3. Import-Export-Salden	26
4. Inländische marktbasierende Bedarfsdeckung	28
II. Marktanteile	31
III. Residual Supply Index (RSI)	33
1. Konzept des RSI	34
a) Grundidee	34
b) Berechnungsmethode	35

aa)	Abbildung der tatsächlichen Verfügbarkeit	35
bb)	Abbildung des Importpotentials	36
cc)	Zeitraum für die Identifikation struktureller Marktmacht	37
2.	Konkrete Umsetzung der RSI-Berechnung.....	39
a)	Datengrundlage.....	39
b)	Ableitung der Berechnungsgrößen des RSI aus der Datengrundlage.....	40
c)	Approximation nicht von KWEP-Daten erfasster Anlagen.....	42
3.	Ergebnisse und Sensitivitätsbetrachtung.....	43
a)	Ergebnisse der RSI-Berechnungen	43
b)	Sensitivitätsbetrachtung	46
E.	Marktverhältnisse im Bereich der Regelenergie.....	47
I.	Datengrundlage	48
II.	Bedeutung einzelner Energieträger	50
III.	Marktvolumina	53
IV.	Anbieterstruktur	56
F.	Wettbewerbliche Würdigung und Perspektiven.....	59

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Relative Preisgleichheit im Zeitverlauf	17
Abbildung 2: Mittlere absolute Preisdifferenzen bei Preisungleichheit im Zeitverlauf	18
Abbildung 3: Monatlicher Vergleich des durchschnittlichen Tagesstromverbrauchs in GWh im aktuellen Berichtsjahr mit den Vorjahren	24
Abbildung 4: Monatlicher Vergleich der durchschnittlich eingespeisten Leistung aus erneuerbaren Energien je Stunde in GW	25
Abbildung 5: Quantile der realisierten Nettoimportwerte (01. Oktober 2020 bis 30. September 2021)	27
Abbildung 6: Stündliche Nettoimporte in MW im Jahresverlauf (1. Oktober 2020 bis 30. September 2021)	28
Abbildung 7: Inländische marktbasierete Bedarfsdeckung für den aktuellen und vergangene Berichtszeiträume	30
Abbildung 8: Diesjährige RSI-Ergebnisse RWE je nach Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials.....	46
Abbildung 9: Abdeckung der PQ-Leistung durch KWEP-Daten	48
Abbildung 10: Vergleich gemeldete Vorhaltung mit Gesamtzuschlag in der Regelarbeitsauktion für positive Sekundärregelung im Juni 2021	50
Abbildung 11: Positive Sekundärregelung (aFRR): gemeldete Vorhaltung nach Energieträger	51
Abbildung 12: Negative Sekundärregelung (aFRR): gemeldete Vorhaltung nach Energieträger	52
Abbildung 13: Positive Minutenregelung (mFRR): gemeldete Vorhaltung nach Energieträger	53
Abbildung 14: PQ-Leistung: Aktive Anlagen	55

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Preisgleichheitsraten zwischen der Gebotszone DE-LU und angrenzenden Gebotszonen	16
Tabelle 2: Marktanteile der fünf größten Stromerzeuger 2020 nach Kapazität.....	31
Tabelle 3: Marktanteile der fünf größten Stromerzeuger 2020 nach Erzeugung	32
Tabelle 4: Viertelstündliche Erzeugungsanteile über den Berichtszeitraum in Quantilen	33
Tabelle 5: Zeitanteile mit RSI < 1,0 je Unternehmen unter statischer Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials	44
Tabelle 6: Zeitanteile mit RSI < 1,0 je Unternehmen unter situative Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials	45
Tabelle 7: Abdeckung der Regelleistungsvorhaltung durch die KWEP-Daten.....	49
Tabelle 8: PQ-Leistung und Regeleistungsbedarf.....	54
Tabelle 9: Positive aFRR: Durchschnittliche Vorhaltungsanteile der fünf größten Anbieter...	57
Tabelle 10: Negative aFRR: Durchschnittliche Vorhaltungsanteile der fünf größten Anbieter	58
Tabelle 11: Positive mFRR: Durchschnittliche Vorhaltungsanteile der fünf größten Anbieter	59

Abkürzungsverzeichnis

ABl.	Amtsblatt
Abs.	Absatz
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
aFRR	Automatic Frequency Restroation Reserve - Sekundärreserve
Art.	Artikel
AtG	Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren vom 15. Juli 1985 (BGBl. I S. 1565), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 10. August 2021 geändert wurde (BGBl. I S. 3530)
Az.	Aktenzeichen
BGBl.	Bundesgesetzblatt
BGH	Bundesgerichtshof
BKartA	Bundeskartellamt
BNetzA	Bundesnetzagentur
BT-Drs.	Bundestag Drucksache
B. v.	Beschluss vom
bzw.	beziehungsweise
d. h.	das heißt
DICE	Düsseldorf Institute for Competition Economics
ebda.	Ebenda
EB-GL	Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission v. 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, ABl. L 312 v. 28. November 2017, S. 6. (Electricity Balancing Guideline)
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 11 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) 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 84 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436)
EU	Europäische Union
EUR	Euro
f./ff.	folgende
FB	Fallbericht
FCR	Frequency Containment Reserve - Primärreserve
Fn.	Fußnote
ggf.	gegebenenfalls
GW	Gigawatt
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. Juni 2013 (BGBl. I S. 1750, 3245), das zuletzt durch Artikel 10 Absatz 2 des Gesetzes vom 27. Juli 2021 (BGBl. I S. 3274) geändert worden ist
GWh	Gigawattstunde
i. V. m.	in Verbindung mit
insb.	insbesondere
KOM	Europäische Kommission
kV	Kilovolt
KWEP-Daten	Kraftwerkseinsatzplanungsdaten
KVVG	Kohleverstromungsbeendigungsgesetz vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818), das zuletzt durch Artikel 13 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist
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
MARI	Manually Activated Reserves Initiative – Europäische Plattform zur gemeinsamen Beschaffung von Minutenreserve (derzeitiges geplantes Startdatum 01. Juli 2022)
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve - Minutenreserve
MVV	Mannheimer Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft AG, Mannheim
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
Nr.	Nummer
OLG	Oberlandesgericht
PICASSO	Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation - Europäische Plattform zur gemeinsamen Beschaffung von Sekundärreserve (derzeitiges geplantes Startdatum 04. Mai 2022)
PM	Pressemitteilung
rd.	rund
Rn.	Randnummer
RWC	Return on Withholding Capacity Index
RWE	RWE AG, Essen
RSI	Residual Supply Index
S.	Seite
	Sektoruntersuchung Stromerzeugung/-großhandel
	Bundeskartellamt v. Januar 2011, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel
SMARD	„Strommarktdaten“ (Informationsplattform der Bundesnetzagentur)
sog.	Sogenannten

SO-GL	Verordnung (EU) Nr. 2017/1485 der Kommission v. 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, ABl. L 220 v. 25. August 2017, S. 1 (System Operations Guideline)
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist
TWh	Terawattstunde
u. a.	unter anderem
Uniper	Uniper SE, Düsseldorf
vgl.	vergleiche
WindSeeG	Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz - WindSeeG) vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2310), das zuletzt durch Artikel 12a des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist"
z. B.	zum Beispiel
ZEW	Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung

A. Zusammenfassung (executive summary)

- 1 Das Bundeskartellamt legt hiermit den dritten selbständigen Bericht über die Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht) vor. Der Bericht deckt den Zeitraum vom 1. Oktober 2020 bis einschließlich 30. September 2021 ab. Insbesondere wegen des aktuell fortschreitenden Ausstiegs aus Atom- und Kohleenergie, aber auch wegen der Entwicklungen der Regelreservemärkte hat sich das Bundeskartellamt entschlossen, diesen Bericht wiederum bereits ein Jahr nach der Veröffentlichung des letzten 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 2019 veröffentlichten Leitfaden für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel² ein informatorisches Tandem. Während der Leitfaden die wesentlichen kartellrechtlichen Fragen mit Blick auf den Stromerstabsatzmarkt insb. auch zu potentiell missbräuchlichen Verhaltensweisen grundsätzlich adressiert, unterstützt der Marktmachtbericht die Selbsteinschätzung der Unternehmen hinsichtlich ihrer aktuellen 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 zunächst wiederum 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. Weiter beschreibt dieser Bericht erstmals Indikatoren zu den Marktverhältnissen in den Bereichen der Sekundär- und Minutenregelreserve, die zu den von den Übertragungsnetzbetreibern beschafften Systemdienstleistungen gehören.

¹ BKartA v. 19. Dezember 2019, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht) (im Folgenden „Marktmachtbericht 2019“) und BKartA v. 28. Dezember 2020, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie 2020 („Marktmachtbericht 2020“), beide abrufbar unter www.bundeskartellamt.de -> Über uns -> Publikationen -> Berichte -> Marktmachtberichte des Bundeskartellamtes.

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 Missbrauchsaufsicht“).

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

- 4 Der in diesem Bericht analysierte Stromerstabatzmarkt umfasst die Erzeugung elektrischer Energie für die Allgemeine Versorgung und deren erstmaligen Absatz. Nicht einzubeziehen sind dabei (industrielle) Eigenerzeugung, Bahnstrom, Regelenergie, Redispatch und die verschiedenen Reserven. Weiterhin sind nach dem EEG geförderte Erzeugungsmengen nicht dem Stromerstabatzmarkt zuzurechnen, da sie unter den gegebenen regulatorischen Rahmenbedingungen und Umständen von den Wettbewerbskräften dieses Marktes entkoppelt sind. Räumlich umfasst der Stromerstabatzmarkt das deutsch-luxemburgische Marktgebiet. In zeitlicher Hinsicht hält das Bundeskartellamt an einer Marktabgrenzung fest, die über die viertelstündliche Abrechnungsperiode des Bilanzkreissystems hinausreicht und regelmäßig einen Jahreszeitraum umfasst.
- 5 Für eine Marktmachtanalyse stehen grundsätzlich verschiedene Indikatoren zur Verfügung. Die in vielen anderen Märkten aussagekräftige Höhe der Marktanteile – der größte Stromerzeuger RWE produzierte 2020 rund 25 Prozent der dem Stromerstabatzmarkt zuzurechnenden Strommenge⁴ – ist für die Erfassung der Marktmachtverhältnisse auf dem Stromerstabatzmarkt allerdings nur eingeschränkt geeignet. Grund sind dessen Besonderheiten: die fehlende Speicherbarkeit von Strom, eine kurzfristig sehr unelastische Nachfrage sowie die systemische Bedeutung der Gesamtbedarfsdeckung und mithin Versorgungssicherheit. In der kartellrechtlichen Praxis und auch in diesem Bericht wird daher für den Stromerstabatzmarkt 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 Anforderungen 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 Kraftwerkseinsatzplanungsdaten (KWEP-Daten)⁶ aus Systemen der Übertragungsnetzbetreiber zurückgegriffen, welche diese operativ zur Steuerung von Redispatch-Einsätzen verwenden. Kraftwerke, die in diesem Datensatz nicht enthalten sind, wurden aus vorhandenen Daten

⁴ BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2021, S. 46.

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

⁶ Die Daten werden inzwischen nach der System Operation Guideline (im Folgenden: „SO-GL“) erhoben, dem Nachfolgesystem des bisher verwendeten Energieinformationsnetzes (EIN).

approximiert; hier kam eine wesentlich verfeinerte Methode zur Anwendung. Weiter wurden öffentlich verfügbare Fundamentaldaten zum Strommarkt des European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) verwendet. 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 (2020 ebenfalls ca. 35 Prozent; 2019 ca. 25 Prozent) der Zeit Nettoimporteur. Im Rahmen der RSI-Berechnung hat das Bundeskartellamt seit dem Marktmachtbericht 2019 zur Abbildung des ausländischen Wettbewerbspotentials zunächst angenommen, dass derjenige höchste Wert der Nettoimporte ständig als latente Erzeugungskapazität aus dem Ausland zur Deckung inländischer Nachfrage zur Verfügung steht, der in 95 % oder 99 % der Zeit maximal erreicht wurde. Das Bundeskartellamt hat ergänzend zu diesem Ansatz im Marktmachtbericht 2020 einen situativen Ansatz entwickelt, der eine den jeweiligen Strombedarf des Auslandes berücksichtigende, differenzierte Betrachtungsweise ermöglicht. Beide Ansätze fanden in diesem Marktmachtbericht wiederum Anwendung.
- 8 Die allgemeine Marktentwicklung des Stromerstabsatzmarktes im Berichtsjahr war im Vergleich zu den Vorjahren durch eine Verknappung des Marktes gekennzeichnet. Nach dem Einbruch der Stromnachfrage im vorherigen Berichtsjahr (insbesondere im Frühjahr 2020) in Folge der ersten durch die COVID-19-Pandemie bedingten strengen Einschränkungen des öffentlichen Lebens und der Wirtschaft befand sich die Stromnachfrage im Berichtsjahr wieder durchgängig auf dem Niveau der Vorjahre. Im Verbund mit einer vergleichsweise geringen Einspeisung erneuerbarer Energien kam es zu einem verstärkten Bedarf an Kraftwerksleistung aus dem Stromerstabsatzmarkt. Angebotsseitig schied parallel durch die Umsetzung des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes⁷ zum Jahresende 2020 rund 5 GW Erzeugungskapazitäten aus dem Markt aus. Diese allgemeine Marktverknappung dürfte auch zukünftig auf Grund des geplanten weiteren Rückbaus von Erzeugungskapazitäten zunehmen. So schied nach Ende des Berichtszeitraums weitere 6,5 GW Erzeugungskapazität (hierunter auch die drei Atomkraftwerke

⁷ Kohleverstromungsbeendigungsgesetz vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818) – im Folgenden „KVVG“. Zuletzt durch Artikel 13 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert.

Gundremmingen, Brokdorf und Grohnde) nach den Vorgaben des Atomgesetzes⁸ und des KVBG aus dem Markt aus.

- 9 Im Rahmen der allgemeinen Marktverknappung haben die Zeitanteile, in denen der größte deutsche Stromerzeuger RWE für die Deckung der Nachfrage unverzichtbar ist, zugenommen. Im Berichtszeitraum überschritten die ermittelten Zeitanteile, in denen der Strombedarf ohne RWE nicht mehr gedeckt werden konnte, erstmals seit der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/-großhandel (damaliger Berichtszeitraum 2007/2008) und deutlich die für die Marktbeherrschung angesetzte Vermutungsschwelle. Die Auswertungen deuten damit auf eine Marktbeherrschung von RWE im Stromerstabsatzmarkt hin.
- 10 Perspektivisch dürfte die Bedeutung der verbleibenden Kraftwerkskapazitäten der großen deutschen Stromerzeuger für die Deckung der Nachfrage auf Grund des geplanten (und zum Zeitpunkt der Veröffentlichung auch teilweise umgesetzten) Rückbaus von Kapazitäten und der hieraus resultierenden Marktverknappung weiter zunehmen. Dies gilt zunächst für RWE, könnte aber perspektivisch auch für weitere große deutsche Stromerzeuger gelten, welche zukünftig in stärkerem Umfang für die Deckung der Nachfrage relevant werden. So sind im Berichtsjahr auch LEAG und EnBW bereits verstärkt für die Deckung der Nachfrage unverzichtbar. Die ermittelten Zeitanteile für diese beiden Unternehmen liegen allerdings noch eindeutig unter der für die Marktbeherrschung angesetzten Vermutungsschwelle.
- 11 Vor dem Hintergrund der zunehmenden Marktverknappung hat das Bundeskartellamt im vorliegenden Bericht ebenfalls untersucht, in welchem Umfang im Berichtszeitraum ausländische Kraftwerkskapazitäten und damit Stromimporte zur marktlichen Deckung der inländischen Stromnachfrage benötigt wurden. Die Anzahl von Situationen, in denen der inländische Strombedarf über den Markt nicht mehr oder nur knapp ohne ausländische Kraftwerkskapazitäten hätte gedeckt werden können, ist im Berichtszeitraum von niedrigem Niveau (1,5 Prozent) aus merklich (auf 3,8 Prozent) gestiegen und dürfte wegen der weiteren Kraftwerksabschaltungen auch perspektivisch weiter zunehmen. Solche Situationen ereigneten sich bislang insbesondere im Frühsommer, wo ein wesentlicher Teil der inländischen Erzeugungskapazitäten auf Grund der in dieser Jahreszeit typischen Kraftwerksrevisionen nicht verfügbar war. Eine Aussage zur Versorgungssicherheit ist hiermit nicht verbunden, da die Reserven und die weiteren verfügbaren ausländischen Kraftwerkskapazitäten außer Betracht bleiben.

⁸ Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren vom 15. Juli 1959 (BGBl. I S. 1565) – im Folgenden „AtG“. Zuletzt geändert durch Art 1 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3530).

- 12 Der Bericht stellt erstmalig Indikatoren für die Marktverhältnisse in den Bereichen der Sekundär- und Minutenregelreserve ausführlich dar. Hierbei handelt es sich um von den Übertragungsnetzbetreibern beschaffte Systemdienstleistungen zur Sicherung der Stabilität des Stromnetzes. Das Bundeskartellamt hat hierzu die ebenfalls in den KWEP-Daten enthaltenen Informationen zur Regelleistungsvorhaltung ausgewertet. Die Ergebnisse deuten auf eine sehr hohe Konzentration in der Sekundärregelreserve, insbesondere bei der positiven Regelrichtung, hin. Auffällig ist hier zudem die große Bedeutung von Pumpspeichieranlagen für die Leistungsvorhaltung. In der positiven Sekundärregelreserve wurden im Berichtszeitraum im Durchschnitt rund 95 Prozent der im Datensatz erfassten Leistungsvorhaltung aus Pumpspeichern gemeldet, in der negativen Sekundärregelung im Durchschnitt rund 65 Prozent.
- 13 Der Anteil des größten Anbieters EnBW in der positiven Sekundärregelung an der Leistungsvorhaltung lag im Berichtszeitraum im Durchschnitt zwischen 35 und 40 Prozent. Zudem besteht eine Verbindung zwischen der EnBW und dem zweitgrößten Anbieter, der Illwerke vkw AG (Vorarlberger Illwerke), für den die EnBW die Einsatzleitung übernimmt.⁹ Auch in den weiteren untersuchten Regelenergiequalitäten und -richtungen verfügte EnBW im Berichtszeitraum über erhebliche Anteile an der gemeldeten Leistungsvorhaltung. Ein Schluss von dem hervorstechenden Anteil der EnBW an der Vorhaltung positiver Sekundärregelleistung auf eine marktbeherrschende Stellung erscheint nach diesen Ergebnissen möglich, ist aber noch vertieft und unter Einbeziehung weiterer Faktoren zu prüfen. Auf Grund der in Teilbereichen der Regelreserve sehr hohen Konzentration der Vorhaltung wird das Bundeskartellamt das Preissetzungsverhalten der großen Anbieter im Bereich der Regelreserven weiterhin genau beobachten.

B. Hintergrund, Ziele und Vorgehensweise

- 14 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).¹⁰ Er bildet zusammen mit dem Leitfaden Missbrauchsaufsicht ein informatorisches Tandem, das den Marktteilnehmern eine klare Einschätzung erstens ihrer aktuellen Marktposition und zweitens der folglich anwendbaren ordnungsrechtlichen Regeln ermöglichen soll. Der Marktmachtbericht hat allerdings keine rechtliche

⁹ Vgl. <https://www.enbw.com/erneuerbare-energien/wasser/beteiligungen.html> (zuletzt abgerufen im Februar 2022).

¹⁰ Für eine ausführliche Darstellung der Ziele des Marktmachtberichtes siehe BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 11 ff.

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.¹¹

- 15 Der vorliegende dritte Marktmachtbericht erscheint wiederum bereits ein Jahr nach der Veröffentlichung des vorangegangenen Marktmachtberichtes im Jahr 2020 und damit früher als nach der gesetzlich vorhergesehenen Regelfrist von zwei Jahren.
- 16 Grund für die kurzfristigere Berichterstattung ist weiterhin zunächst der aus dem Atom- und Kohleausstieg resultierende, akute und fortschreitende Rückbau von nicht nach dem EEG geförderten konventionellen Kapazitäten. Die hieraus folgende Verknappung führt mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einer Verschärfung der Marktmachtverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie. Im Rahmen des Fusionskontrollverfahrens RWE/E.ON und der Marktmachtberichte 2019 und 2020 hatte das Bundeskartellamt zudem bereits festgestellt, dass der führende Anbieter RWE zwar noch nicht marktbeherrschend, aber bereits in einer nicht unerheblichen Anzahl von Viertelstunden unverzichtbar für die Deckung der Nachfrage war.¹² 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.
- 17 Ein weiterer Grund für die kurzfristigere Berichterstattung sind die aktuellen Entwicklungen im Bereich der Regelenergie. Die übergreifende Zielsetzung des Marktmachtberichts betrifft grundsätzlich die Wettbewerbsverhältnisse aller Bereiche der Erzeugung elektrischer Energie, also auch die Bereiche der Systemdienstleistungen wie z. B. Redispatch und Regelenergie. In den Bereichen Sekundärreserve und Minutenreserve der Regelenergie wurde zum 1. November 2020 das Zuschlagssystem für die Regelleistung vom Zugang zum anschließenden Regelarbeitsmarkt entkoppelt.¹³ Auf den damit neu eingeführten Regelarbeitsmärkten können Anbieter unabhängig von einem Zuschlag im jeweiligen Regelleistungsmarkt Angebote für Regelarbeit abgeben und hierfür einen Zuschlag erhalten. Im kommenden Jahr wird sich das maßgebliche Marktdesign für die Beschaffung von Regelarbeit mit der Überführung der Regelarbeitsmärkte für Sekundär- und Minutenreserve auf die europäischen Beschaffungsplattformen MARI und PICASSO

¹¹ BT-Drs. 18/7317, S. 131.

¹² 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.

¹³ Siehe BNetzA, B. v. 2. Oktober 2019, BK6-18-004.

erneut ändern.¹⁴ Damit einher gehen sowohl ein Wechsel von vierstündigen auf viertelstündliche Zeitscheiben als auch ein Wechsel des Vergütungssystems vom Gebotspreis- zum Einheitspreisverfahren. Mit Blick auf die noch kaum einjährige Erfahrung mit den Regelarbeitsmärkten und die bevorstehenden Änderungen werden im vorliegenden Bericht generellere Indikatoren zur inländischen Markt- und Angebotsstruktur dargestellt. Das Bundeskartellamt wird die aktuellen Wettbewerbsverhältnisse und das Preissetzungsverhalten auf diesen Märkten weiterhin sehr genau beobachten. Ein besonderes Augenmerk liegt dabei auf den teilweise hohen Anteilen einzelner Technologien und Akteure an den Regelleistungs- und -arbeitsmärkten sowie auf der unverändert sehr geringen Liquidität auf den Regelarbeitsmärkten.

- 18 Die Analysen des vorliegenden Berichtes konzentrieren sich – insoweit wie in den Vorjahren – zunächst auf die aktuelle Wettbewerbssituation bei der Stromerzeugung für die Allgemeine Versorgung, d. h. den sogenannten Stromerstabsatzmarkt. Dieser wird eingangs abgegrenzt (C.); hier werden auch Überlegungen zur Marktabgrenzung im Bereich der Regelennergie dargestellt. Darauf aufbauend werden verschiedene Marktmachtindikatoren für den Stromerstabsatzmarkt ermittelt (D.), gefolgt von einer ersten Darstellung der Marktverhältnisse im Bereich der Regelennergie (E.). Abschließend erfolgt eine wettbewerbliche Würdigung dieser Ergebnisse (F.).

C. Marktabgrenzungen im Bereich der Stromerzeugung

I. Sachliche Marktabgrenzung

1. Stromerstabsatz

- 19 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 Doppelzahlungen und mangels Rückwirkungen auf den Erstabsatz nicht Teil des sachlichen Marktes.¹⁵
- 20 Stromerzeugungsmengen und -kapazitäten gehören dem Stromerstabsatzmarkt nur insoweit an, als sie zur Befriedigung derselben Nachfrage nach Strom geeignet und daher

¹⁴ ACER, Decision 02-2020 on the Implementation framework for the European Platform for Automatic Frequency Restoration Reserves; sowie ACER, Decision 03-2020 on the Implementation framework for the European Platform for Manual Frequency Restoration Reserves.

¹⁵ BGH, B. v. 11. November 2008, KVR 60/07 – E.ON/Eschwege.

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 Stromerstabsatzmarktes (6.).

2. Eigenverbrauch und Bahnstrom

- 21 Im Erstabsatzmarkt werden nur solche Strommengen berücksichtigt, die in das Netz der Allgemeinen Versorgung eingespeist werden.¹⁶ Demnach sind Bahnstrom¹⁷ und (nicht-eingespeister, meist industrieller) Eigenverbrauch¹⁸ nicht Teil des Stromerstabsatzmarktes. Sie befriedigen von der Allgemeinen Versorgung abzugrenzende Arten von Nachfrage und sind daher auch nicht mit den Wettbewerbskräften aus diesem Markt reaktionsverbunden.

3. Regelenergie

- 22 Einige Kraftwerke, die grundsätzlich für die Allgemeine Versorgung eingesetzt werden, erbringen (zeitweise) zudem Regelenergie für die Übertragungsnetzbetreiber bzw. sind dafür zumindest präqualifiziert oder geeignet. Regelenergie versetzt die systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber in die Lage, Einspeisung und Entnahme von Strom aus dem Netz der Allgemeinen Versorgung zur Aufrechterhaltung der Netzfrequenz und mithin der Systemstabilität zu jedem Zeitpunkt hinreichend genau ausgleichen zu können. Im Falle der Erhöhung der Einspeisung trägt die positive Regelarbeit zwar auch zur Deckung der Nachfrage 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 Stromerstabsatzmarktes. Diese Beurteilung entspricht auch der Entscheidungspraxis der Europäischen Kommission.¹⁹ Für Regelenergie erschiene zunächst eine sachliche Marktabgrenzung anhand der Kriterien Regelenergiequalität und ggf. Regelrichtung angemessen, wobei ggf. sodann Wechselwirkungen zwischen diesen Regelenergiearten zu berücksichtigen wären.

¹⁶ BKartA, FB v. 31. Mai 2019, B8-28/19, S. 5 – RWE/E.ON.

¹⁷ BKartA, Januar 2011, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, S. 44.

¹⁸ BKartA, Januar 2011, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, S. 45.

¹⁹ 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.

- 23 Nachfrager von Regelleistung sind allein die Übertragungsnetzbetreiber. Diese beschaffen Regelleistung in gesonderten, genau geregelten Auktionen.²⁰ Regelleistung wird ferner in den drei verschiedenen Qualitäten Primärreserve (Frequency Containment Reserve – „FCR“), Sekundärreserve (automatic Frequency Restoration Reserve – „aFRR“) und Minutenreserve (manual Frequency Restoration Reserve – „mFRR“) beschafft und abgerufen. Die FCR wird als Leistungsband für beide Richtungen vorgehalten. Für aFRR und mFRR wird hier zusätzlich nach Regelrichtung (positiv/negativ) differenziert. Alle drei Regelleistungsqualitäten werden jeweils täglich für sechs vierstündige Produktzeitscheiben ausgeschrieben. Für die aFRR und mFRR wird seit dem 3. November 2020 durch die Einführung sogenannter Regelarbeitsmärkte die Vorhaltung von Regelleistung und die Erbringung von Regelarbeit separat ausgeschrieben und bezuschlagt. Bei einem Zuschlag in der Auktion für Regelleistung wird im Unterschied zum Stromgroßhandel bereits die Vorhaltung von Erzeugungsleistung gesondert vergütet. Strommengen (Regelarbeit) werden lediglich im Bedarfsfall durch die Übertragungsnetzbetreiber abgerufen. Eine Vergütung für Regelarbeit erfolgt bei aFRR und mFRR nur bei Abruf, bei der FCR werden Regelarbeitsabrufe über die gezahlten Leistungspreise implizit abgegolten. 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 dessen ist, dass Bilanzkreisverantwortliche zum Ausgleich ihres Bilanzkreises verpflichtet sind, um so die Systemstabilität aufrechtzuerhalten.
- 24 Um Regelleistung anbieten zu können, müssen sich die einzelnen Kraftwerke der Erzeugungsunternehmen für die Erbringung der jeweiligen Regelleistungsqualität beim Übertragungsnetzbetreiber präqualifizieren. Das heißt, sie müssen über das für den regulären Kraftwerksbetrieb Erforderliche hinaus nachweisen, dass sie die notwendigen technischen Voraussetzungen zur Erbringung von Regelleistung erfüllen. Die technischen Anforderungen an die kurzfristige Verfügbarkeit der Kraftwerke für FCR, aFRR bzw. mFRR unterscheiden sich hierbei erheblich: FCR und aFRR werden automatisch aktiviert und müssen bereits nach 30 Sekunden bzw. 5 Minuten voll abrufbar sein, die mFRR wird manuell aktiviert und muss nach 15 Minuten voll abrufbar sein. Zudem unterscheidet

²⁰ Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission v. 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, ABl. L 312 v. 28. November 2017, S. 6. (im Folgenden EB-GL), § 22 EnWG, §§ 6 ff. StromNZV sowie Festlegungen 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.

sich die Länge des Zeitraums, in dem die Regelenergie bei Abruf durchgehend zur Verfügung stehen muss.²¹

- 25 Übertragungsnetzbetreiber, die Regelenergie benötigen, können ihren Bedarf auch grundsätzlich nicht im Stromgroßhandel decken, und Preiserhöhungen bei den Regelenergieprodukten haben nicht zur Folge, dass die nachfragenden Übertragungsnetzbetreiber auf Produkte des Stromgroßhandels ausweichen (können). Denn nicht alle Kraftwerke können überhaupt für Regelenergie bzw. für jede Regelenergieart eingesetzt werden. Es besteht demzufolge aus Nachfragesicht keine Austauschbarkeit der Regelenergieprodukte mit den Produkten des Stromgroßhandels.
- 26 Auf Grund der unterschiedlichen Präqualifikationsanforderungen für die verschiedenen Regelenergiearten scheint zunächst eine Abgrenzung in drei sachliche Märkte je nach Regelenergiequalität, also FCR, aFRR und mFRR, angemessen. So genügen z. B. viele für die mFRR präqualifizierten Anlagen nicht den Anforderungen an die kurzfristige Verfügbarkeit für die aFRR und sind folglich nicht für diese präqualifiziert; umgekehrt sind aber eine Reihe Anlagen, die aFRR leisten können auch für mFRR präqualifiziert. Auch die Europäische Kommission ist entsprechend in einer an E.ON gerichteten Zusagenentscheidung vom 26. Dezember 2008 von einem eigenständigen Markt für Sekundärregelung (aFRR) ausgegangen.²² Die Beschlussabteilung hat im Rahmen des Fusionskontrollverfahrens B4-80/17 (EnBW/MVV) zudem erwogen, die Märkte für aFRR und mFRR weiter nach Richtung (positiv/negativ) zu unterteilen, dies aber letztendlich mangels Entscheidungserheblichkeit offen gelassen.²³ Eine solche Unterscheidung scheint weiterhin denkbar, da zumindest aus Nachfragesicht keine Austauschbarkeit zwischen positiver und negativer Regelenergie besteht.
- 27 Bei aFRR und mFRR wären zusätzlich jeweils noch die besondere zweistufige Struktur des Beschaffungsvorgangs durch die Trennung der Auktionen für Regelleistung und Regelarbeit zu berücksichtigen. Zwar sind für beide Auktionen je Regelenergiequalität und -richtung dieselben Anlagen präqualifiziert und die mögliche Angebotsstruktur damit identisch, das Verhältnis der beiden Ausschreibungen ist aber durch ihre zeitliche Struktur und ihr Beschaffungsziel ein asymmetrisches. Eine gesonderte Betrachtung scheint daher naheliegend. Die Auktion für Regelleistung soll jeweils sicherstellen, dass der Bedarf an Regelenergie unabhängig vom Ergebnis der Auktion für Regelarbeit gedeckt ist,

²¹ Für eine Übersicht zu den Anforderungen siehe BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2021, S. 205 ff.

²² Europäische Kommission, Entscheidung vom 26. November 2008, COMP/39.389, Deutscher Regelenergiemarkt (E.ON), S. 12.

²³ BKartA, B4-80/17 EnBW/MVV, Rn. 112 ff.

und ist dieser zeitlich vorgelagert. Der Zuschlag erfolgt hier bereits am Vortag der Erbringung. Die korrespondierenden Auktionen für Regelarbeit dienen hingegen der kurzfristigen Beschaffung verfügbarer Regelarbeit. Sie werden in der Regel mit der Veröffentlichung der Ergebnisse der Leistungsauktion eröffnet und enden 15 Minuten vor Beginn der jeweiligen Produktzeitscheibe. Die Ergebnisse der Arbeitsauktionen haben folglich weder Auswirkungen auf die jeweilige Leistungsauktion, denn die zeitlich später abgegebenen Regelarbeitsgebote können nicht für eine Deckung des Leistungsbedarfs am Vortag genutzt werden. Die Ergebnisse der Leistungsauktionen hingegen bilden den Ausgangspunkt für die Arbeitsauktion, da die hier bezuschlagten Leistungsgebote automatisch in die jeweilige zeitlich nachgelagerte Arbeitsauktion überführt werden; die Anbieter können nur noch den Arbeitspreis ihrer Gebote bis zum Schluss der Arbeitsauktion anpassen. Zusätzlich sind in den Arbeitsauktionen noch Angebote ohne einen Zuschlag in der Leistungsauktion möglich (freie Gebote). Freie Gebote machen aber bislang insbesondere für die Ausschreibungen für positive Regelarbeit in der Regel nur einen geringen Anteil des beobachteten Angebots aus.

4. Reservekapazitäten

- 28 Etliche Stromerzeugungskapazitäten sind der Netzreserve,²⁴ der Sicherheitsbereitschaft²⁵ oder der Kapazitätsreserve²⁶ zugeordnet oder stellen besondere netztechnische Betriebsmittel dar.²⁷ 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

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

²⁴ § 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.

²⁵ § 13b EnWG.

²⁶ § 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.

²⁷ § 11 Abs. 3 EnWG a.F. Das Instrument der besonderen netztechnischen Betriebsmittel ist durch Gesetz vom 16. Juli 2021 (BGBl. I, S. 3026) im Zuge der Einführung des sog. Redispatch 2.0 gestrichen worden. Für bestehende Anlagen gibt es eine Übergangsregelung in § 118 Abs. 33 EnWG.

lichen Anforderungen, die ihre Tätigkeit am Stromer Absatzmarkt einschränken. So haben in den vergangenen Jahren Anlagen, die grundsätzlich am Erstabatzmarkt 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.

- 30 Im Erstabatzmarkt 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 handelt²⁸ – daher nicht dem Erstabatzmarkt zuzurechnen.

6. Nach EEG geförderte Strommengen

- 31 Ebenfalls nicht in den Stromer Absatzmarkt einzubeziehen sind die nach dem EEG geförderten Strommengen.²⁹ 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 Marktbedingungen im Berichtszeitraum dazu, dass nach dem EEG geförderte Strommengen im Wesentlichen nicht im Wettbewerb mit nicht-geförderten Strommengen vermarktet werden. EEG-geförderte Erzeugungsanlagen haben vielmehr die Stromnachfrage vorrangig gedeckt und dabei ihr wettbewerbliches Erzeugungspotential erschöpft, bevor die übrigen Erzeugungskapazitäten in den Wettbewerb um die Residualnachfrage eintreten konnten. Dies gilt für festvergütete Anlagen ebenso wie für solche in der Direktvermarktung aufgrund der Berechnungsregeln für die Marktprämie. Nicht geförderte EEG-Anlagen spielen nach wie vor eine zu vernachlässigende Rolle. Wie der Fördermechanismus des EEG gesonderte wettbewerbliche Bedingungen

²⁸ Vgl. BKartA, B. v. 13. Dezember 2017, B4-80/17, Rn. 124 ff. – EnBW/MVV.

²⁹ Einschließlich Offshore-Windenergieanlagen – vgl. die Verzahnung des EEG mit dem WindSeeG.

schaft, ist in den vorangegangenen Marktmachtberichten bereits dargelegt worden und unverändert gültig.³⁰

- 32 Gegen Ende des Jahres 2021 und damit nach Ende des Berichtszeitraums kam es zu weitergehenden, erheblichen Preissteigerungen im Stromgroßhandel. Von welcher Dauer diese Preissteigerungen sein werden, ist derzeit nicht absehbar. Allerdings haben die Preissteigerungen dazu geführt, dass der technologiespezifische Monatsmarktwert³¹ oberhalb des anzulegenden Wertes einer nennenswerten Zahl von EEG-Anlagen liegt und diese folglich in solchen Monaten keine Förderung erhalten. Damit erlangen die Überlegungen zu den Wirkungen der Ausklammerung der nach dem EEG geförderten Strommengen von dem Stromerstabsatzmarkt stärkere Bedeutung.³²
- 33 Eine getrennte Betrachtung der nach dem EEG geförderten Erzeugung und der dem Stromerstabsatzmarkt zuzurechnenden konventionellen und daher nicht dargebotsabhängigen Erzeugungskapazitäten ist auch mit Blick auf die für die Feststellung von Marktbeherrschung auf dem Stromerstabsatzmarkt eingesetzten Methoden sachgerecht. Denn dieses Vorgehen berücksichtigt zwar einerseits die Marktwirkungen der nach dem EEG geförderten Stromerzeugung indirekt vollständig, schärft aber andererseits den Blick auf die wettbewerblichen Marktverhältnisse bei der nicht nach dem EEG geförderten, konventionellen und damit wetter- und tageszeitunabhängig einsetzbaren Stromerzeugung. Die Ausklammerung der nach dem EEG geförderten Erzeugungsmengen erfolgt sowohl angebotsseitig als auch nachfrageseitig. Bei der Beurteilung von Knappheit und möglichen Preissetzungsspielräumen auf dem Stromerstabsatzmarkt bleiben also sowohl nach dem EEG geförderter Erzeugungsmengen als auch die von eben diesen Mengen gedeckte Stromnachfrage außer Betracht. Damit steht die nicht nach dem EEG geförderte Stromerzeugung auch lediglich die nicht bereits vorrangig durch EEG geförderte Strommengen gedeckte Residualnachfrage gegenüber.
- 34 Die Höhe der Marktanteile der Anbieter wird so in Referenz zu denjenigen Wettbewerbskräften ermittelt, die nahe Substitute zur Befriedigung der Residualnachfrage, d. h. der nicht durch die vorrangig eingespeiste EEG-geförderte Strommenge befriedigten Nachfrage, sind. Bei zeitlich hochauflösenden Marktmachtmaßen, insbesondere beim Residual Supply Index (RSI), führt die nur indirekte Berücksichtigung der nach dem EEG geförderten Erzeugung zudem unter den derzeitigen Angebotsbedingungen keinesfalls zu einer Überzeichnung der Marktstellung eines Unternehmens. Dies zeigen die im

³⁰ BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 27 ff.; BKartA, Marktmachtbericht 2020, Rn. 27 ff.

³¹ Vgl. Nr. 3.3 Anlage 1 zum EEG und <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte>.

³² Vgl. zuletzt BKartA, Marktmachtbericht 2020, Rn. 32.

Marktmachtbericht 2019 durchgeführten Sensitivätsbetrachtungen hinsichtlich der Nichteinbeziehung und nur indirekten Berücksichtigung von EEG-Mengen.³³ Eine Unterzeichnung ist auf Grund der durchgängig geringen Anteile, der für eine marktbeherrschende Stellung auf dem Stromerstabsatzmarkt in Betracht kommenden Unternehmen bei den EEG-geförderten Erzeugungskapazitäten derzeit ebenfalls auszuschließen.³⁴

II. Räumliche Marktabgrenzung

1. Stromerstabsatzmarkt

- 35 In den vergangenen Marktmachtberichten kam das Bundeskartellamt zu dem Schluss, dass die Betrachtung eines separaten Marktes für die Gebotszone Deutschland-Luxemburg angemessen erscheine.³⁵ Im Rahmen der diesjährigen Analysen wurde dieser Befund erneut bestätigt. Vor der Trennung des gemeinsamen Marktgebiets Deutschland-Österreich-Luxemburg in die Gebotszonen Österreich und Deutschland-Luxemburg zum 1. Oktober 2018 hatte das Bundeskartellamt noch einen das Gebiet Deutschland, Luxemburg und Österreich umfassenden Stromerstabsatzmarkt abgegrenzt.³⁶
- 36 Grundsätzlich ist Strom 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.³⁷ Im Stromgroßhandel gilt dies in besonderem Maße für die börslich ermittelten Spotpreise. Diese werden je europäischer Gebotszone in separaten Auktionen ermittelt, die Auktionen sind allerdings europaweit größtenteils gekoppelt.³⁸ Aufgrund der Kopplung der Day-Ahead-Märkte sind exakt gleiche Preise zu erwarten, solange keine Engpässe an den Grenzen zwischen den Marktgebieten wirksam werden.
- 37 Vor diesem Hintergrund ist Preisgleichheit ein kategoriales Indiz für einen nicht durch technische Restriktionen eingeschränkten Wettbewerbsdruck. Liegt regelmäßig Preisungleichheit vor, ist von separaten räumlichen Märkten auszugehen. Daher wurde bereits in der Vergangenheit für die Frage der räumlichen Marktabgrenzung im Stromerst-

³³ Vgl. BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 107 ff.

³⁴ Vgl. zuletzt BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2021, S. 49.

³⁵ BKartA, Marktmachtbericht 2020, Rn. 33; Marktmachtbericht 2019, Rn. 38.

³⁶ Vgl. 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.

³⁷ Monopolkommission, 5. Sektorgutachten Energie 2015 (ehemals 71. Sondergutachten): Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende, Rn. 34 ff.

³⁸ Zur Teilnahme an europäischer Marktkopplung und der Entwicklung der Marktkopplung vgl. BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2021, S. 226 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.³⁹ Auch die Monopolkommission betrachtet das Ausmaß an Preiskonvergenz von Nachbarstaaten als geeigneten Indikator für den Integrationsgrad nationaler Märkte.⁴⁰

- 38 Das Bundeskartellamt hat Preisgleichheitsanalysen zwischen dem deutsch-luxemburgischen Marktgebiet und den benachbarten elektrisch angebundenen Marktgebieten auf Grundlage der Spotpreise aus den Day-Ahead-Auktionen durchgeführt. Die Analysen beziehen sich auf den gesamten Berichtszeitraum vom 1. Oktober 2020 bis zum 30. September 2021. In diesem Zeitraum wurden zwei Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungskabel (HGÜ) in Betrieb genommen, die einen kommerziellen Außenhandel mit den Nachbarländern Belgien und Norwegen ermöglichen.⁴¹ Diese Länder wurden daher erstmalig in den Preisgleichheitsanalysen berücksichtigt.
- 39 Die Preisgleichheitsanalysen zeigen, dass weiterhin keine hinreichend hohe Marktintegration des deutsch-luxemburgischen und der benachbarten elektrisch angebundenen Marktgebiete besteht. Die Zeitanteile exakter Preisgleichheit mit benachbarten Gebotszonen ist zwar teilweise leicht angestiegen, insgesamt ergeben sich aber weiterhin an jeder Grenze in erheblichem Umfang Preisdifferenzen, die für eine Betrachtung der Gebotszone Deutschland-Luxemburg als separater Markt sprechen.
- 40 *Tabelle 1* zeigt den Anteil der Stunden im Berichtszeitraum, in denen exakte Preisgleichheit zwischen der deutsch-luxemburgischen Gebotszone mit einer elektrisch benachbarten Gebotszone vorlag. 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). Die höchsten Preisgleichheitsraten ergeben sich mit den Gebotszonen Dänemark West (DK1), Niederlande (NL), Dänemark Ost (DK2), Österreich (AT), Frankreich (FR) und Belgien (BE). Für alle diese Gebotszonen liegt die Preisgleichheitsrate bei über 50 Prozent der Stunden. Für die Gebotszone DK1 liegt die Preisgleichheitsrate sogar bei rund 69 Prozent der Stunden (2020: rund 60 Prozent). Im Vergleich zum Vorjahr sind die Werte aller betrachteten Gebotszonen leicht angestiegen.

³⁹ KOM, E. v. 16. Mai 2018, COMP/M.8660, Rn. 28 und 35 – Fortum/Uniper.

⁴⁰ Ausführlich Monopolkommission, 5. Sektorgutachten Energie 2015 (ehem. 71. Sondergutachten), Rn. 33 ff.

⁴¹ Das HGÜ-Erdkabel „ALEGrO“ ermöglicht mit einer Übertragungskapazität von 1.000 MW seit November 2021 erstmals kommerziellen Außenhandel zwischen Deutschland und Belgien, während die Seekabel-Stromverbindung „NordLink“ seit April 2021 mit einer Übertragungskapazität von 1.400 MW Stromhandel zwischen Deutschland und Norwegen ermöglicht.

Tabelle 1: Preisgleichheitsraten zwischen der Gebotszone DE-LU und angrenzenden Gebotszonen⁴²

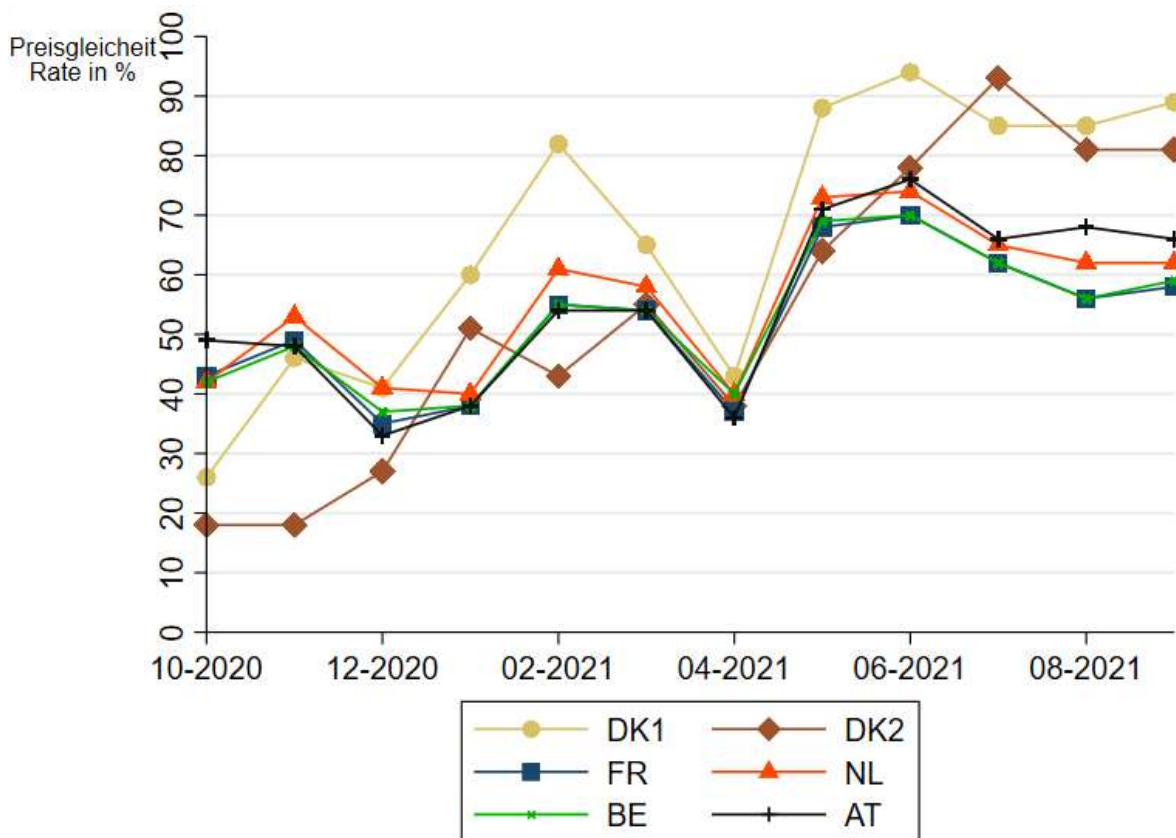
	DK1	NL	DK2	AT	FR	BE	CZ	SE4	PL	NO	CH
Off-Peak	65,9 %	56,1 %	53,1 %	56,3 %	50,8 %	53,3 %	27,5 %	25,5 %	14,7 %	5,9 %	1,8 %
Peak	68,7 %	55,6 %	55,3 %	53,1 %	52,9 %	51,4 %	23,8 %	41,0 %	10,1 %	8,9 %	1,4 %

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

- 41 *Abbildung 1* zeigt ergänzend den Prozentsatz der Stunden eines Monats mit exakter Preisgleichheit zwischen der Gebotszone Deutschland-Luxemburg und den elektrisch angebundenen Nachbargebieten im Zeitverlauf. Aus Übersichtsgründen werden hier nur die oben genannten Gebotszonen mit einer Preisgleichheitsrate von über 50 Prozent dargestellt.

⁴² FR: Frankreich; AT: Österreich; NL: Niederlande; DK1: Dänemark West (Jütland); DK2: Dänemark Ost (Fünen, Seeland); SE4: Südschweden; CH: Schweiz; CZ: Tschechische Republik; PL: Polen, BE: Belgien, NO: Norwegen.

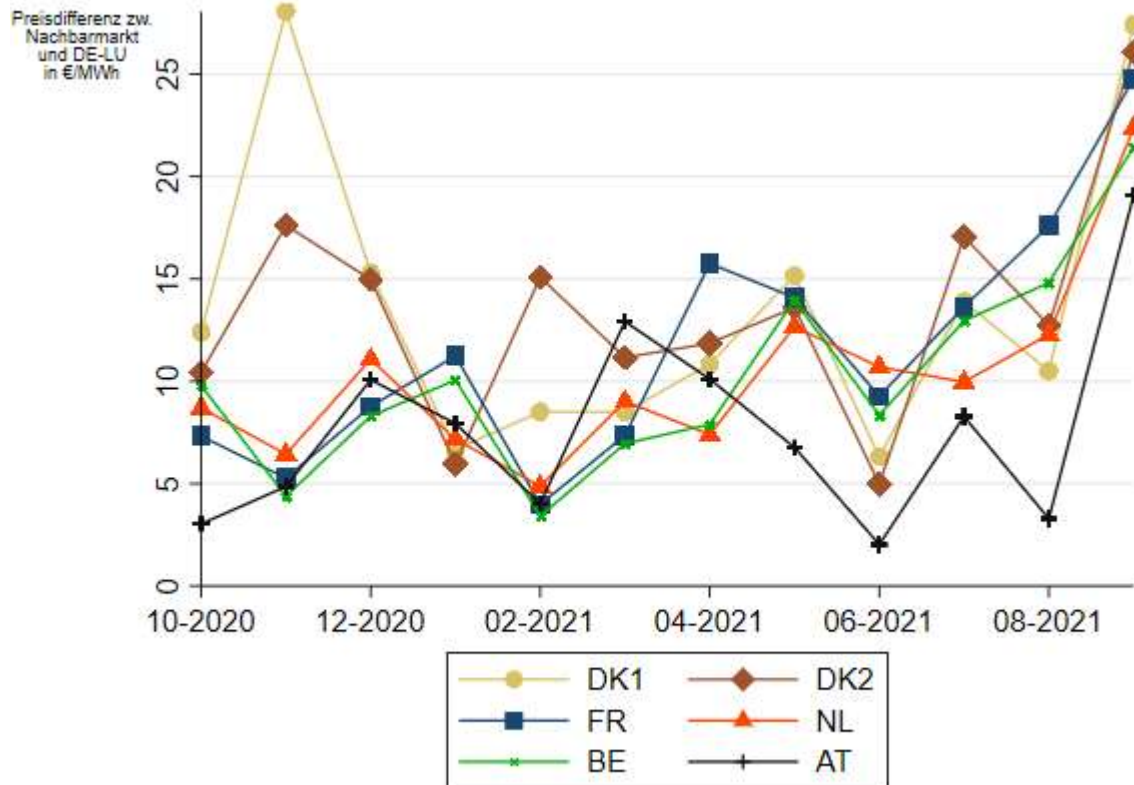
Abbildung 1: Relative Preisgleichheit im Zeitverlauf



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

- 42 Die Darstellung verdeutlicht, dass in einem erheblichen Anteil der Zeit weiterhin Preisdifferenzen zwischen dem deutsch-luxemburgischen und den benachbarten Marktgebieten bestehen. Zudem schwankt dieser Anteil im Zeitverlauf teilweise stark. Insbesondere für die dänischen Gebotszonen liegt seit Mai 2021 die monatliche Preisgleichheitsrate mit in der Spitze über 90 Prozent der Stunden sehr hoch. Allerdings lag diese bis Ende 2020 für beide Gebotszonen noch unter bzw. bei 50 Prozent. Auch für die übrigen Gebotszonen lässt sich ein leicht höheres Niveau der Preisgleichheitsrate seit Mai 2021 erkennen. Allerdings lagen selbst in der Spitze für Österreich und die Niederlande immer noch in mehr als 20 Prozent und für Frankreich und Belgien in mehr als 30 Prozent der Stunden Preisdifferenzen vor.
- 43 Die beobachteten Zeitanteile mit Preisdifferenzen im Verbund mit den deutlichen Schwankungen im Zeitverlauf legen daher weiterhin eine gesonderte Betrachtung des Marktgebietes Deutschland-Luxemburg nahe. Dieser Befund wird bestätigt durch die mittleren absoluten Preisdifferenzen bei Preisungleichheit. *Abbildung 2* zeigt diese über den Berichtszeitraum für die oben betrachteten Gebotszonen.

Abbildung 2: Mittlere absolute Preisdifferenzen bei Preisungleichheit im Zeitverlauf



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

- 44 Im Beobachtungszeitraum lag die absolute Preisdifferenz zwischen der Gebotszone Deutschland-Luxemburg und den benachbarten Gebotszonen im Monatsdurchschnitt größtenteils zwischen 5 und 20 Euro/MWh. Lediglich für die Gebotszonen Österreich und Belgien lag die beobachtete Preisdifferenz zeitweise unter 5 Euro/MWh. Zudem lässt sich zum Ende des Berichtszeitraums ein starker Anstieg der Preisdifferenzen bei Preisungleichheit feststellen. Diese Entwicklung verläuft größtenteils parallel zu einem allgemeinen Anstieg der Großhandelspreise seit dem Sommer 2021. Im Verhältnis zur Höhe der Großhandelspreise erscheinen die beobachteten Preisdifferenzen bei Preisungleichheit nach wie vor erheblich.

2. Regelenergie

- 45 Die anzunehmenden sachlichen Märkte im Bereich der Regelenergie wären auf jeden Fall mindestens bundesweit abzugrenzen, da die deutschen Übertragungsnetzbetreiber den Bedarf an Regelleistung und Regularbeit gemeinsam überregional ausschreiben. Darüber hinaus besteht für die aFRR seit Anfang 2020 eine Kooperation zwischen Deutschland und Österreich zur gemeinsamen Beschaffung von Regelleistung, wobei

jeweils die teuersten bezuschlagten Gebote im Rahmen der verfügbaren Kuppelkapazitäten ausgetauscht werden.⁴³ Diese importierten Regelenergiegebote aus Österreich müssen bei einer Untersuchung der Wettbewerbsverhältnisse in der aFRR angemessen berücksichtigt werden. Dies gilt analog für die FCR, die ebenfalls von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen einer europäischen Kooperation gemeinsam mit Belgien, den Niederlanden, Frankreich, Österreich und der Schweiz beschafft wird.⁴⁴

- 46 In Umsetzung der Electricity Balancing Guideline (EB-GL)⁴⁵ wird die Beschaffung von Regulararbeit im Jahr 2022 auf die europäische Plattform „PICASSO“ für die aFRR sowie auf die europäische Plattform „MARI“ für die mFRR gemäß den Beschlüssen der Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) überführt werden.⁴⁶ Die Plattformen werden durch deutsche Übertragungsnetzbetreiber gehostet, geplantes Startdatum und gesetzlich vorgesehene Umsetzungsfrist ist das dritte Quartal 2022.⁴⁷ Zum Start der Plattformen werden allerdings neben den deutschen Übertragungsnetzbetreibern nur wenige weitere Länder angeschlossen, da ein Großteil der vorgesehenen Teilnehmer eine Freistellung von der gesetzlich vorgeschriebenen Umsetzungsfrist beantragt hat.

III. Zeitliche Marktabgrenzung

1. Stromerstabsatzmarkt

- 47 Im Marktmachtbericht 2019 hat das Bundeskartellamt ausführlich dargelegt, warum es eine längerfristige, regelmäßig den Zeitraum eines Jahres umfassende zeitliche Marktabgrenzung für angemessen hält.⁴⁸ 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

⁴³ BNetzA, BK6-18-064, B. v. 18. Dezember 2018.

⁴⁴ BNetzA, BK6-18-006, B. v. 13. Dezember 2018.

⁴⁵ Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission v. 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, ABI. L 312 v. 28. November 2017, S. 6.

⁴⁶ Siehe Rn. 17.

⁴⁷ Aktuelle Informationen zum geplanten Startdatum der Plattformen finden sich auf <https://www.regelleistung.net/ext/>; Umsetzungsfristen ergeben sich für die Plattform MARI nach Art. 20 Abs. 6 EB-GL, für die Plattform PICASSO nach Art. 21 EB-GL.

⁴⁸ BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 44 ff.

über den Zeitraum eines Jahres erlaubt daher einen Rückschluss auf die Struktur des Wettbewerbs über die wiederkehrenden Schwankungen hinweg.

- 48 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 Jahresteils in Folge lang andauernder Großwetterlagen in ungewöhnlichem Umfang negativ beeinflusst worden ist. Im Beobachtungszeitraum waren solche Phänomene nicht ersichtlich. Der Marktmachtbericht wird daher im Folgenden auf die Betrachtung der allgemeinen, den Zeitraum eines Jahres umfassenden Zeitspanne abstellen.

2. Regelenergie

- 49 Zur zeitlichen Marktabgrenzung im Bereich der Regelenergie liegt bislang keine Entscheidungspraxis des Bundeskartellamtes vor. Insbesondere fokussiert sich der Leitfadens Missbrauchsaufsicht explizit auf den Stromerstabsatzmarkt und klammert damit den Bereich der Regelenergie aus.⁴⁹ Grundsätzlich gelten viele der Besonderheiten des Stromerstabsatzmarktes, insbesondere die fehlende Flexibilität der Nachfrage, auch für die Regelenergiemärkte. Im Unterschied zum Stromerstabsatzmarkt ist die Nachfrage im Bereich der Regelenergie allerdings komplett unelastisch, da der ausgeschriebene Regelenergiebedarf zu jeder Zeit und zu jedem Preis vollständig gedeckt werden muss. Zudem fehlen im Bereich der Regelenergie langfristige Lieferverträge, welche für den Stromerstabsatzmarkt eine bedeutende Rolle spielen, denn Regelenergie wird jeden Tag neu ausgeschrieben und bezuschlagt. Beide Aspekte könnten für eine im Vergleich zum Stromerstabsatzmarkt stärkere Kurzfristigkeit des Marktes sprechen.
- 50 Zudem sollte auch die zeitliche Marktabgrenzung im Bereich der Regelenergie eine gesonderte Betrachtung periodischer vorhersehbarer Marktverknappungen erlauben oder diese entsprechend berücksichtigen. Verknappende Ereignisse könnten hierbei etwa nachfragebedingt durch eine Erhöhung des Regelenergiebedarfs z. B. bei meteorologischen Sonderereignissen⁵⁰ auftreten. Schon aufgrund der im Vergleich zum Stromerstabsatzmarkt deutlich kleineren Marktvolumina scheint einzelnen Anlagen (insbesondere in der positiven aFRR) eine erhöhte Bedeutung für das Gesamtangebot zuzukommen. Hierdurch könnten Nichtverfügbarkeiten relevanter Erzeugungskapazitäten z. B.

⁴⁹ BNetzA und BKartA, Leitfaden Missbrauchsaufsicht, Rn. 7, 42.

⁵⁰ Im Berichtszeitraum z. B. durch die Sonnenfinsternis am 10. Juni 2021, hier war der Regelenergiebedarf für die aFRR und mFRR im Vergleich zum üblichen Durchschnittsbedarf in den Mittagsstunden um rund 30 bis 40 Prozent erhöht.

bei Kraftwerksrevisionen im Vergleich zum Erstabsatzmarkt eher zu relevanten Angebotsknappheiten führen.

D. Marktmachtverhältnisse auf dem Stromerstabsatzmarkt

- 51 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.⁵¹ Durch die Vermutungsschwelle des § 18 Abs. 4 GWB kommt dem Marktanteil im Zweifelsfall eine herausgehobene Bedeutung zu. Die Bewertung der Marktstellung eines Unternehmens muss jedoch auch solche Besonderheiten eines Marktes hinreichend berücksichtigen, die unter Umständen die Indikatorqualität des Marktanteils einschränken.
- 52 Marktanteile stellen in der Entscheidungspraxis des Bundeskartellamtes einen wichtigen Baustein für die Erfassung der Marktstruktur und der Marktstellung einzelner Anbieter auf dem Stromerstabsatzmarkt dar und werden daher auch im regelmäßigen Energiemonitoring ermittelt.⁵² Sie bilden auch hier den Ausgangspunkt der Marktmachtanalyse, wobei jedoch die Grenzen der Aussagekraft von Marktanteilen auf dem Stromerstabsatzmarkt herausgearbeitet werden (II.). 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.⁵³
- 53 Um den tatsächlichen Wettbewerb durch andere Unternehmen (§ 18 Abs. 3 Nr. 7 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 (III.).

⁵¹ Vgl. BKartA v. 29. Mai 2012, Leitfaden zur Marktbeherrschung in der Fusionskontrolle, Rn. 25 und 28.

⁵² Vgl. zuletzt BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2021, S. 45 ff.

⁵³ Siehe schon oben, Rn. 47, sowie BNetzA und BKartA, Leitfaden Missbrauchsaufsicht, Rn. 46.

- 54 Ein weiterer jüngerer Ansatz der Marktmachtbestimmung stellt der Return on Withholding Capacity Index (RWC) dar.⁵⁴ Dieser wurde in den vergangenen Marktmachtberichten 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.⁵⁵ Aufgrund der hohen datentechnischen Anforderungen an eine sachgerechte Umsetzung des RWC wurde jedoch auch in diesem Bericht auf dessen Ermittlung verzichtet.
- 55 Die vorgenannten Marktmachtindikatoren werden im Kontext und vor dem Hintergrund der allgemeinen Marktentwicklungen ermittelt. Nachfolgend werden daher zunächst die für die Ermittlung und Bewertung der Marktmachtverhältnisse wesentlichen Marktentwicklungen dargestellt (I.).

I. Aktuelle Marktentwicklungen

- 56 Die allgemeine Marktentwicklung im Berichtszeitraum war im Vergleich zu den Vorjahren durch eine Verknappung des Marktes gekennzeichnet. Gründe hierfür waren insbesondere das Anziehen der Stromnachfrage nach den ersten pandemiebedingten „Lock-downs“ im Vorjahr in Verbindung mit einer vergleichsweise geringen Einspeisung erneuerbarer Energien (1.) sowie der Rückbau konventioneller Erzeugungskapazitäten im Rahmen des beginnenden Kohleausstiegs (2.). Begleitet wurden diese Entwicklungen von einem weiterhin volatilen Import-Export-Saldo (3.). Insgesamt hat im Berichtszeitraum im Vergleich zu den Vorjahren die Anzahl der Situationen zugenommen, in denen eine marktbasierende Bedarfsdeckung ohne ausländische Erzeugungskapazitäten nicht mehr möglich gewesen wäre (4.). Dies führte zu einer erhöhten Bedeutung der verbleibenden inländischen Kraftwerkskapazitäten sowie ausländischer Importe für die Deckung der Gesamtnachfrage.

⁵⁴ 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.

⁵⁵ Ausführlich BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 130 ff., insb. 133.

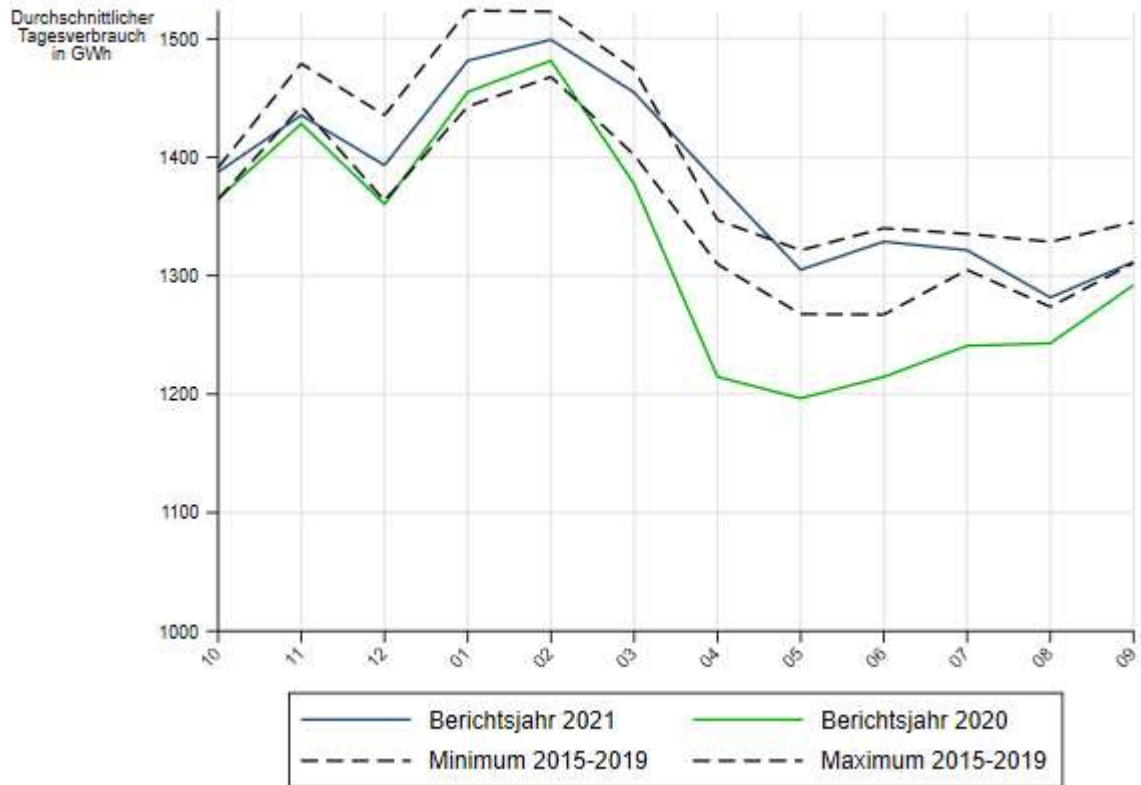
1. Entwicklung der Nachfrage und der Einspeisung erneuerbarer Energien

- 57 Die Entwicklung der Nachfrage wurde im Vorjahr stark von der COVID-19-Pandemie geprägt. Im Frühjahr 2020 war der Stromverbrauch mit Einführung umfassender Einschränkungen des öffentlichen Lebens und der Wirtschaft zur Bekämpfung der Pandemie stark zurückgegangen und blieb auch in den Folgemonaten unter dem Niveau der Vorjahre.⁵⁶ Eine signifikante Entspannung der Marktmachtverhältnisse durch diesen Einbruch konnte das Bundeskartellamt in seinen Analysen im vergangenen Marktmachtbericht jedoch nicht identifizieren.⁵⁷
- 58 Im aktuellen Berichtszeitraum ist die Stromnachfrage wieder gestiegen und befand sich durchgängig auf dem Niveau der Vorjahre. Dies gilt sowohl für die Wintermonate, in denen weiterhin umfassende Einschränkungen des öffentlichen Lebens zur Bekämpfung von COVID-19 galten, als auch für Frühjahr und Sommer 2021. *Abbildung 3* stellt den durchschnittlichen Tagesverbrauch in Deutschland in GWh für die Monate des aktuellen und des letztjährigen Berichtszeitraums im Vergleich zur Spanne der Verbräuche der vorangegangenen fünf Jahre dar.

⁵⁶ BKartA, Marktmachtbericht 2020, Rn. 104 ff.

⁵⁷ BKartA, Marktmachtbericht 2020, Rn. 8 f.

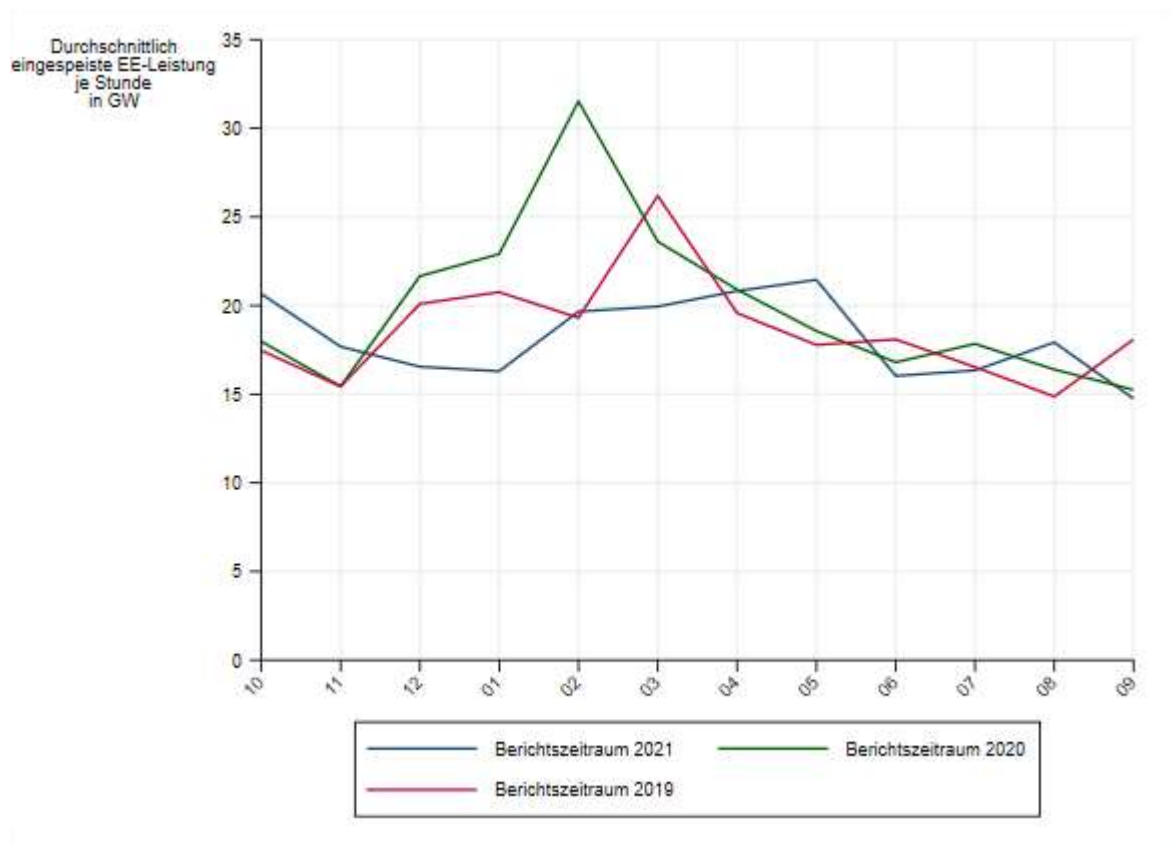
Abbildung 3: Monatlicher Vergleich des durchschnittlichen Tagesstromverbrauchs in GWh im aktuellen Berichtsjahr mit den Vorjahren



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

- 59 Die eingespeiste Leistung aus erneuerbaren Energien lag insbesondere im Zeitraum Dezember 2020 bis März 2021 erheblich unter den Werten der Vorjahre. Grund hierfür war eine wetterbedingte geringe Einspeisung von Onshore-Windanlagen, im Vorjahresbericht war diese noch außergewöhnlich hoch ausgefallen. *Abbildung 4* stellt die durchschnittlich eingespeiste Leistung aus erneuerbaren Energien je Stunde im monatlichen Vergleich für den aktuellen und die bisherigen Marktmachtberichte dar.

Abbildung 4: Monatlicher Vergleich der durchschnittlich eingespeisten Leistung aus erneuerbaren Energien je Stunde in GW



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

- 60 Der dargestellte Anstieg der Nachfrage im Berichtszeitraum führte im Verbund mit einer wetterbedingt vergleichsweise geringen Einspeisung erneuerbare Energien zu einer wesentlichen Erhöhung der Residualnachfrage und damit einem gestiegenen Bedarf an Kraftwerksleistung aus dem Stromer Absatzmarkt.

2. Kapazitätsentwicklung

- 61 Dem gestiegenen Bedarf an Kraftwerksleistung aus dem Stromer Absatzmarkt standen jedoch abnehmende inländische Erzeugungskapazitäten gegenüber. Im Berichtszeitraum schieden insgesamt rund 5 GW konventioneller Erzeugungskapazität im Rahmen der Umsetzung des KVBG aus dem Stromer Absatzmarkt aus. Die in der ersten Ausschreibungsrunde des KVBG bezuschlagten Anlagen mit einer Erzeugungskapazität von 4,8 GW mussten ihre Stromvermarktung aus Kohle bis zum 1. Januar 2021 einstellen. Bei einigen wenigen hier bezuschlagten Anlagen (Erzeugungskapazität insgesamt kleiner 100 MW) handelte es sich allerdings um Industrieanlagen, welche nicht dem Stromer Absatzmarkt zuzurechnen sind. Zudem ging der Braunkohleblock Niederaußem D mit einer Nennleistung von 297 MW zum 31. Dezember 2020 vom Netz und schied damit

aus dem Markt aus. Insgesamt reduzierte sich im Berichtszeitraum die Erzeugungskapazität im Stromerstabsatzmarkt bei einer Gesamtkapazität von 92,6 GW (Stichtag 31. Dezember 2020)⁵⁸ um rund 5,4 Prozent.

- 62 Zusätzlich schieden zum Ende des Jahres 2021 weitere 6,5 GW konventionelle Erzeugungskapazitäten aus dem Markt aus. Dies umfasst die in der zweiten Ausschreibungsrunde des KVBG bezuschlagten Anlagen mit einer Kapazität von insgesamt rund 1,5 GW (Vermarktungsverbot ab dem 8. Dezember 2021), drei Braunkohleblöcke mit einer Nennleistung von insgesamt 910 MW sowie drei Kernkraftwerke mit einer Gesamtkapazität von rund 4 GW (Marktaustritt jeweils zum Jahresende 2021).
- 63 Bis zum Ende des Jahres 2022 werden nach den Vorgaben des KVBG und des AtG weitere bis zu 7,8 GW aus dem Markt ausscheiden.⁵⁹ Der erwartete konventionelle Kraftwerkszubau bis zum Ende des Jahres 2022 hingegen beträgt rund 3,6 GW.⁶⁰ Bei allen diesen aktuell geplanten und im Bau befindlichen Anlagen handelt es sich um Erdgasanlagen; ein Großteil wird aber als Industrieanlagen für den Eigenverbrauch sowie als netztechnische Betriebsmittel verwendet werden.⁶¹ Diese Anlagen stehen dem Stromerstabsatzmarkt nicht zur Verfügung, die Industrieanlagen könnten aber ggf. dem Stromerstabsatzmarkt Nachfrage entziehen. Die vorgesehenen Ausstiegspfade werden den Markt in den Folgejahren noch weiter verknappen. Selbst wenn man den geplanten Zubau vollständig dem Erstabsatzmarkt zurechnete, ergäbe sich insgesamt bis Anfang 2023 immer noch ein weiterer Nettorückbau von 10,7 GW.

3. Import-Export-Salden

- 64 Ebenso wie im Berichtszeitraum des Vorjahres war Deutschland in 65 Prozent der Zeit Nettoexporteur von Strom, in den übrigen 35 Prozent der Zeit wurde allerdings teils in erheblichem Umfang Strom importiert. Auch die Verteilung der beobachteten Import-Export-Salden hat sich im Vergleich zum vergangenen Bericht kaum verändert. *Abbildung 5* stellt hierzu ausgewählte Quantile⁶² sowie Minimum und Maximum der beobachteten stündlichen Nettoimportmengen im Berichtszeitraum dar. Die beobachteten Quantilswerte geben an, welche Nettoimportwerte im jeweiligen Anteil der Zeit nicht überschritten wurden. Der höchste stündliche Nettoimport im Berichtszeitraum lag bei 12.780 MW und

⁵⁸ Siehe *Tabelle 2* in Kapitel D.II.

⁵⁹ BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2021, S. 76.

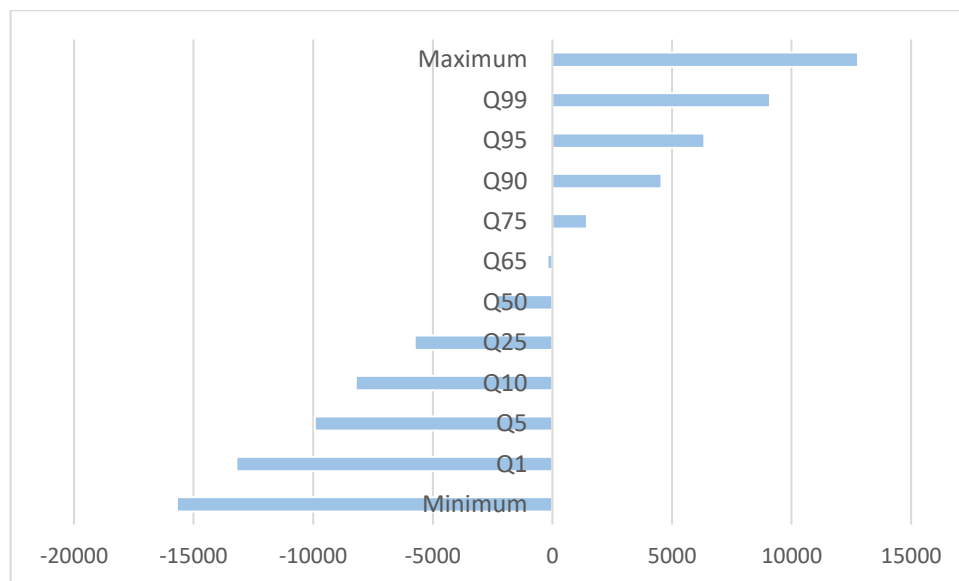
⁶⁰ BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2021, S. 70.

⁶¹ Zu den besonderen netztechnischen Betriebsmitteln siehe bereits Fn. 27.

⁶² Ein empirisch beobachtetes Quantil ist eine statistische Kennzahl einer Stichprobe. Die Prozent-Quantile geben jeweils den Wert an, der von dem jeweiligen Prozentanteil der Gesamtbeobachtungen nicht überschritten wurde. So gibt z. B. das hier dargestellte 99-Prozent-Quantil der beobachteten Nettoimportwerte im Berichtszeitraum an, welcher Nettoimportwert in 99 Prozent der Zeit nicht überschritten wurde.

damit leicht unter dem Maximalwert des Vorjahres von 13.591 MW. Die beobachteten Quantilswerte sind marginal gesunken. Der Wert an der Grenze zu den 1 Prozent höchsten Werten der stündlichen Nettoimporte (99-Prozent-Quantil) im aktuellen Berichtszeitraum lag bei 9.100 MW (Vorjahr 9.165 MW) und der Wert an der Grenze zu den 5 Prozent höchsten Werten der Nettoimporte (95-Prozent-Quantil) bei 6.352 MW (Vorjahr 6.857 MW).

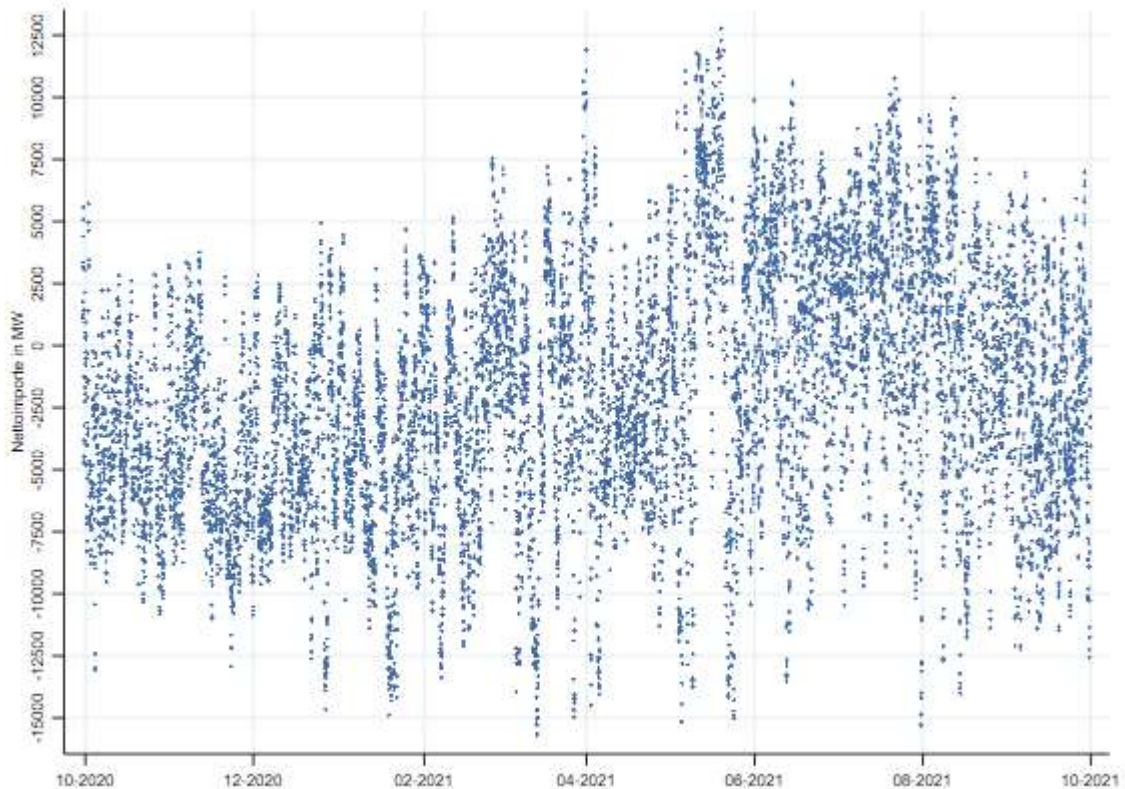
Abbildung 5: Quantile der realisierten Nettoimportwerte (01. Oktober 2020 bis 30. September 2021)



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf SMARD-Daten.

- 65 Der beobachtete Höchstwert von 12.780 MW ereignete sich im Mai 2021. Die Darstellung der stündlichen Nettoimporte im Zeitverlauf in *Abbildung 6* verdeutlicht die hohe Volatilität des Import-Export-Saldos und die Niveauunterschiede im Jahreszeitverlauf. Hohe Importwerte von mehr als 10 GW ereigneten sich hauptsächlich im Frühjahr, während in den Wintermonaten die stündlichen Nettoimporte bis auf einige wenige Stunden Ende Februar nie über 5 GW lagen. Insgesamt wurden im Berichtszeitraum Nettoimporte von mehr als 12 GW lediglich in zwei Stunden realisiert, während in 20 Stunden (0,22 Prozent der Stunden eines Jahres) ein stündlicher Nettoimport von mehr als 11 GW und in 39 Stunden (0,44 Prozent der Stunden eines Jahres) ein stündlicher Nettoimport von mehr als 10 GW realisiert wurde.

Abbildung 6: Stündliche Nettoimporte in MW im Jahresverlauf (1. Oktober 2020 bis 30. September 2021)



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf SMARD-Daten.

4. Inländische marktbasierter Bedarfsdeckung

66 Vor dem Hintergrund des beginnenden Kohle- und des fast vollendeten Atomausstiegs hat das Bundeskartellamt erstmalig die Entwicklung der inländischen marktbasierter Bedarfsdeckung analysiert. Diese Untersuchung erlaubt jedoch keine Rückschlüsse auf die Versorgungssicherheit. Denn die inländische marktbasierter Bedarfsdeckung berücksichtigt weder Reservekraftwerke (Netzreserve, Kapazitätsreserve und Sicherheitsbereitschaft) noch das jeweilige Stromangebot aus dem Ausland. Berichte zur Versorgungssicherheit, die diese Aspekte berücksichtigen, werden regelmäßig von der Bundesnetzagentur sowie den Übertragungsnetzbetreiber erstellt.⁶³

⁶³ BNetzA, Bericht zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität nach § 63 Abs. 2 Nr. 2 EnWG (bislang noch nicht veröffentlicht); BNetzA, Dezember 2020, Bericht über Sicherheit, Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit der Elektrizitätsversorgungsnetze gemäß § 51 Abs. 4b Satz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Bericht_%C2%A751_Abs.4b.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (zuletzt abgerufen Februar 2022); BMWi, Juli 2019, Monitoringbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 i. V. m. § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgelinkten Versorgung

- 67 Für die Analyse der inländischen marktbasieren Bedarfsdeckung wurde in den vorliegenden Kraftwerkseinsatzplanungsdaten⁶⁴ zu jedem Zeitpunkt die dem Stromer Absatzmarkt zuzurechnende inländische, verfügbare Marktkapazität der Residualnachfrage (als der nach EEG-Mengen verbleibenden Nachfrage) gegenübergestellt. Die inländische marktbasierte Bedarfsdeckung für jede Viertelstunde t errechnet sich nach der folgenden Formel:

$$\text{inl. marktbasierte Bedarfsdeckung}_t = \frac{\text{inl. Marktkapazität}_t}{\text{Marktnachfrage}_t}$$

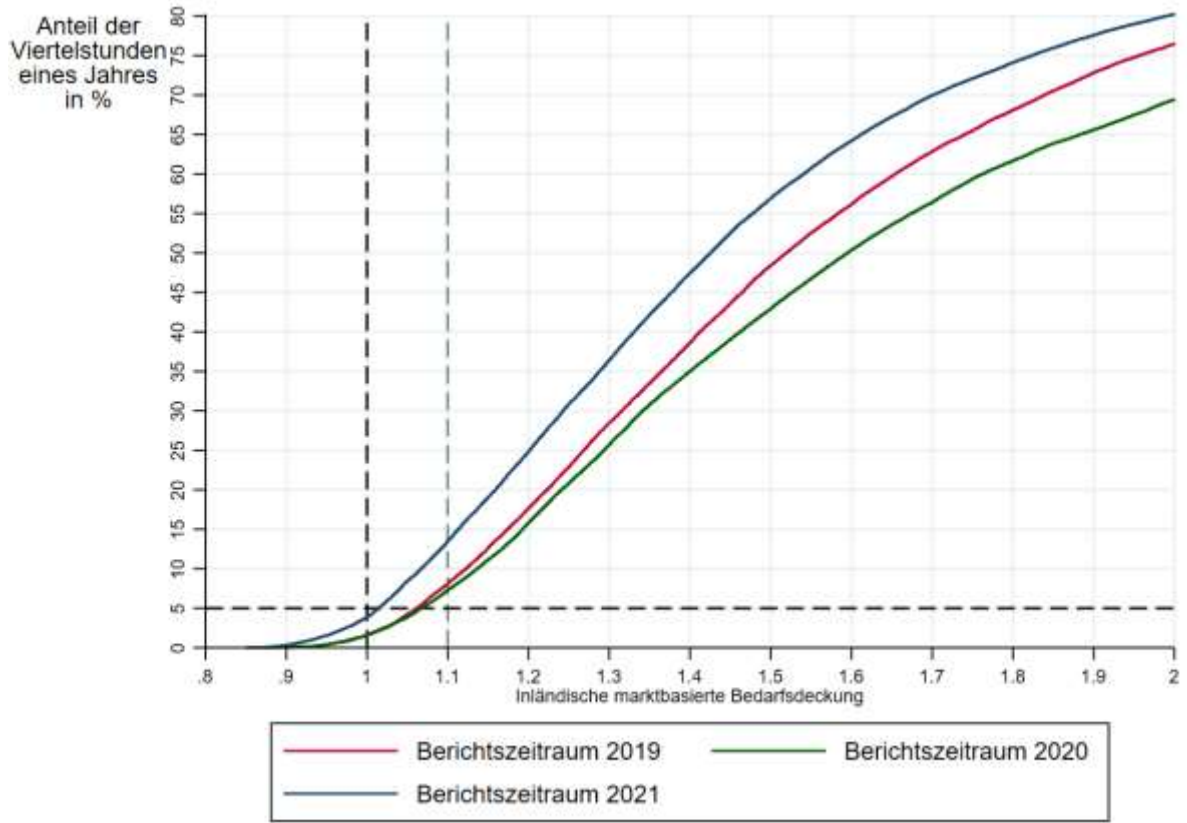
Die errechneten Werte geben an, ob und inwieweit die deutsch-luxemburgische Gebotszone zu einem Zeitpunkt zur Deckung der Nachfrage auf ausländische Kraftwerkskapazitäten und damit auf Stromimporte angewiesen wäre. Ein Wert zwischen 0 und 1 gibt an, dass der Strombedarf über den Markt nicht ohne das Ausland hätte gedeckt werden können, bei Werten größer 1 wären hinreichend inländische Marktkapazitäten verfügbar gewesen. Da EEG-geförderte Strommengen die Stromnachfrage vorrangig befriedigen, zeigt eine solche fehlende marktliche Bedarfsdeckung auf dem inländischen Stromer Absatzmarkt auch eine fehlende inländische marktliche Bedarfsdeckung für die gesamte deutsche Stromnachfrage an.

- 68 *Abbildung 7* bildet die beobachtete Verteilungsfunktion der errechneten inländischen marktbasieren Bedarfsdeckung für den aktuellen und die Berichtszeiträume der letzten beiden Jahre ab. Auf der horizontalen Achse sind Werte der inländischen marktbasieren Bedarfsdeckung im Bereich von 0,8 und 2,0 aufgetragen. Werte unter 0,8 sind bei den Ermittlungen nicht festgestellt worden; Werte über 2 wurden für eine fokussierte Darstellung auf Knappheitssituationen nicht abgebildet. Auf der vertikalen Achse ist der Anteil der Viertelstunden eines Jahres dargestellt, in denen der angegebene Wert der inländischen Bedarfsdeckung oder ein kleinerer Wert ermittelt wurde. Der Anteil an Viertelstunden in den jeweiligen Berichtszeiträumen, in denen der inländische Bedarf nicht bzw. nur knapp marktlich ohne ausländische Kraftwerkskapazitäten hätte gedeckt werden können, ist durch die vertikale Linie beim Wert 1 bzw. 1,1 dargestellt.

mit Elektrizität, abrufbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-versorgungssicherheit-2019.html> (zuletzt abgerufen Februar 2022); Übertragungsnetzbetreiber v. 18. Februar 2020, Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2018-2022, abrufbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Bericht_zur_Leistungsbilanz_2019.pdf (zuletzt abgerufen Februar 2022).

⁶⁴ Siehe dazu unten Rn. 94.

Abbildung 7: Inländische marktbasierende Bedarfsdeckung für den aktuellen und vergangene Berichtszeiträume



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der KWEP-Daten.

- 69 Im aktuellen Berichtsjahr hat sich die Verteilung der inländischen marktbasierende Bedarfsdeckung im Vergleich zu den Vorjahren nach links verschoben und die inländische marktbasierende Bedarfsdeckung damit insgesamt abgenommen. Insbesondere ist auch die Anzahl an Viertelstunden, in denen eine Bedarfsdeckung ohne ausländische Kraftwerkskapazität nicht mehr bzw. nur knapp möglich gewesen wäre, angestiegen. In dem Berichtszeitraum des Marktmachtberichtes 2019 hätte in rund 1,5 Prozent der Zeit der Bedarf nicht mehr ohne das Ausland gedeckt werden können. Im Jahr 2020 blieb dieser Anteil unverändert trotz des Nachfragerückgangs wegen COVID-19. Im aktuellen Berichtszeitraum beträgt der Zeitanteil bereits rund 3,8 Prozent, wobei ein Schwerpunkt im Frühsommer in der Hochphase der zyklischen Kraftwerksrevisionen liegt. Auch der Anteil knapper Viertelstunden (Bedarfsdeckung kleiner 1,1) hat sich im Vergleich zu den Vorjahren von rund 8 Prozent auf 13,5 Prozent erhöht. Vor dem Hintergrund der oben unter 2. dargestellten weiteren Marktaustritte im Rahmen des Kohle- und Atomausstiegs ist davon auszugehen, dass perspektivisch die Zeiträume ohne marktliche inländische Bedarfsdeckung weiter zunehmen werden. Dies dürfte die Bedeutung der verbleibenden großen Kraftwerksbetreiber für die inländische marktbasierende Bedarfsdeckung, aber

auch die Bedeutung ausländischer Stromerzeugungskapazitäten und Stromimporte für die marktliche Deckung der Gesamtnachfrage weiter verstärken.

II. Marktanteile

70 Für die Erfassung der Anbieterstruktur bilden Marktanteile einen möglichen Ausgangspunkt, dessen Bedeutung allerdings durch die Besonderheiten des Erstabsatzmarktes relativiert wird. Die Berechnung von Marktanteilen kann grundsätzlich kapazitäts-, mengen- oder wertbezogen erfolgen. Im Rahmen seiner Monitoringtätigkeit erhebt das Bundeskartellamt regelmäßig die im Stromerstabsatzmarkt aktiven Erzeugungskapazitäten. Zum Stichtag am 31. Dezember 2020 ergaben sich – gemäß der oben erläuterten Markt-
abgrenzung – bei einer kapazitätsbezogenen Betrachtung folgende Werte.⁶⁵

Tabelle 2: Marktanteile der fünf größten Stromerzeuger 2020 nach Kapazität

Unternehmen	Erzeugungskapazität in GW	Marktanteil
RWE	20,4	22,0 %
EnBW	9,6	10,4 %
LEAG	7,9	8,4 %
Vattenfall	7,5	8,1%
Uniper	7,3	6,0 %
Andere	40,0	43,3 %
Kapazitäten gesamt	92,6	100,0 %

Quelle: BNetzA und BKartA, Energiemonitoring 2021.

71 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.⁶⁶

⁶⁵ BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2021, S. 48.

⁶⁶ BGH, B. v. 11. November 2008, KVR 60/07 – E.ON/Eschwege.

- 72 Im Rahmen seiner Monitoringtätigkeit erhebt das Bundeskartellamt daher die aggregierten Erzeugungsdaten von den größten Stromerzeugungsunternehmen in Deutschland. Für das Kalenderjahr 2020 ergaben sich folgende Werte:⁶⁷

Tabelle 3: Marktanteile der fünf größten Stromerzeuger 2020 nach Erzeugung⁶⁸

Unternehmen	Erzeugung in TWh	Marktanteil
RWE	67,8	25,3 %
LEAG	39,9	14,9 %
EnBW	26,6	9,9 %
E.ON	25,7	9,6 %
Vattenfall	26,6	5,6 %
Andere	15,0	34,7 %
Nettostromerzeugung gesamt	302,8	100,0 %

Quelle: BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2021.

- 73 Die Besonderheiten des Strommarktes bewirken allerdings, dass auch die für das betrachtete 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.⁶⁹ Dies lässt sich anhand der großen Bandbreite der Erzeugungsanteile je Viertelstunde im Zeitverlauf illustrieren.
- 74 In der folgenden Tabelle sind hier für den maßgeblichen Berichtszeitraum (1. Oktober 2020 bis 30. September 2021) für sechs exemplarische Unternehmen die jeweiligen viertelstündlichen Erzeugungsanteile aufgeführt.⁷⁰ Aus den rund 35.000 Viertelstunden des Untersuchungszeitraums sind dabei sowohl die beobachteten Minima und Maxima als auch ausgewählte Quantile dargestellt. Als Verteilungsmaße geben die beobachteten jeweiligen Prozent-Quantile an, welche Erzeugungsanteile die Unternehmen in dem jeweiligen Anteil der Viertelstunden unterschritten.⁷¹

⁶⁷ BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2021, S.46.

⁶⁸ 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.

⁶⁹ Siehe schon oben, Rn. 47.

⁷⁰ Bei dieser Betrachtung sind die Kraftwerke außerhalb des Datensatzes (unten D.III.2.c) nicht berücksichtigt worden.

⁷¹ Zur Erläuterung des Quantilsbegriffs siehe bereits Fn. 62.

Tabelle 4: Viertelstündliche Erzeugungsanteile über den Berichtszeitraum in Quantilen⁷²

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

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der KWEP-Daten.

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 im Vergleich zum Jahresdurchschnitt. So übersteigt z. B. für E.ON, Vattenfall und Uniper der Erzeugungsanteil in der Spitze den Erzeugungsanteil im Vergleich zum Median (Q50) jeweils um mehr als das Zweifache (E.ON) bzw. Dreifache (Vattenfall, Uniper). Hier spiegeln sich insbesondere die Charakteristika der verschiedenen Kraftwerkstechnologien wider, genauer, dass die Kraftwerksparks der großen Anbieter jeweils ganz unterschiedliche Anteile der verschiedenen Technologien enthalten.

III. Residual Supply Index (RSI)

75 Aufgrund der besonderen Eigenschaften des Strommarktes⁷³ verwendet das Bundeskartellamt in ständiger Praxis eine umfassende Pivotalanalyse mit Hilfe des sog. Residual Supply Index (RSI), um die Marktmachtverhältnisse auf dem Stromer Absatzmarkt

⁷² Die angegebenen Erzeugungsanteile wurden auf ein Vielfaches von fünf gerundet.

⁷³ Vgl. oben Rn 5, 47.

zu beurteilen.⁷⁴ Der RSI beziffert, wie unverzichtbar ein Anbieter zur Deckung der Nachfrage ist. Im Folgenden werden das Konzept des RSI vorgestellt (1.), seine Umsetzung in diesem Marktmachtbericht beschrieben (2.) und die Ergebnisse dargestellt (3.).

1. Konzept des RSI

- 76 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

- 77 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.
- 78 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.

⁷⁴ Der RSI wurde vom Bundeskartellamt erstmalig in der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/-großhandel ermittelt und seitdem sowohl im Fusionskontrollverfahren RWE/E.ON (BKartA, FB v. 31. Mai 2019, B8-28/19, S. 5), sowie in den bisherigen Marktmachtberichten angewendet. Im Leitfaden Missbrauchsaufsicht hat das Bundeskartellamt angekündigt, diesen Ansatz zunächst fortzuführen, Rn. 47 ff.

b) Berechnungsmethode

- 79 Die Berechnung des RSI erfolgt im Wesentlichen nach der in den bisherigen Marktmachtberichten dargelegten Methodik. Danach wird für jedes Unternehmen i für jede Viertelstunde t der RSI-Wert einzeln berechnet. Dies geschieht leicht vereinfacht nach der folgenden Formel:

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

- 80 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

- 81 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. 21) nicht einbezogen. Kapazitäten, die in der betrachteten Viertelstunde für die Vorhaltung von Regelleistung (Rn. 22 ff.) oder zur Leistungsbesicherung (Rn. 28) reserviert sind, werden nicht einbezogen. Damit bleiben nur solche Kapazitäten übrig, die für die Deckung der Nachfrage am Stromer Absatzmarkt grundsätzlich zur Verfügung stehen.
- 82 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.
- 83 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 sich diese 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 vorgreifende Befriedigung der Nachfrage nach Strom sinkt

die entsprechende dem Erstabatzmarkt direkt zuzurechnende Residualnachfrage und damit der Bedarf an dem Stromerstabatzmarkt zuzurechnender elektrischer Energie.⁷⁵ Daher ist eine Überzeichnung der Marktstellung eines Unternehmens unter den gegenwärtigen Marktbedingungen schon konzeptionell nicht möglich, eine Unterzeichnung ist auf Grund der derzeitigen Angebotsstruktur bei EEG-geförderten Erzeugungskapazitäten ebenfalls auszuschließen.⁷⁶

- 84 Weiter bleiben bei der RSI-Berechnung Produktionsmengen für den Eigenverbrauch und für Bahnstrom außer Betracht. Die Residualnachfrage wird entsprechend vermindert als Marktnachfrage, die Erzeugungskapazitäten werden entsprechend vermindert als verfügbare Erzeugungskapazität in die RSI-Berechnung eingestellt.

bb) Abbildung des Importpotentials

- 85 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 Handel⁷⁷ 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. 35 f.). Der grenzüberschreitende Wettbewerbsdruck ist aber grundsätzlich dennoch in die Betrachtung einzubeziehen. In methodischer Hinsicht stellt sich die Frage, wie diese Wettbewerbskräfte sachgerecht erfasst und abgebildet werden.
- 86 Das Bundeskartellamt hatte hierzu in den vergangenen Marktmachtberichten zwei Annäherungsmethoden entwickelt. Zum einen verwendet das Bundeskartellamt statische Ansätze, bei denen ein konstanter Wert für das ausländische Wettbewerbspotential bei den RSI-Berechnungen zugrunde gelegt wird. Hierbei setzt das Bundeskartellamt zunächst als verfügbare Kapazität den Nettoimportwert an, der in 99 Prozent bzw. 95 Prozent des Berichtszeitraumes nicht überschritten wurde.⁷⁸ In der Sektoruntersuchung

⁷⁵ Vgl. BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 107 ff.

⁷⁶ Siehe bereits Rn. 34.

⁷⁷ Vgl. BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2021, S. 228 ff.

⁷⁸ BKartA, Marktmachtbericht 2020, Rn. 88 ff.

Stromerzeugung/-großhandel hatte das Bundeskartellamt in einer statischen Betrachtung zur Abbildung des ausländischen Wettbewerbspotentials noch den Höchstwert des Nettoimportes im Beobachtungszeitraum als verfügbare Kapazität zugrunde gelegt.⁷⁹ Allerdings hat das Bundeskartellamt bereits 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.⁸⁰

- 87 Zum anderen nutzt das Bundeskartellamt ergänzend einen situativen Ansatz, wobei das ausländische Wettbewerbspotential in Abhängigkeit von der ausländischen Residuallast ermittelt wird. Dies berücksichtigt den situativen ausländischen Strombedarf und ermöglicht im Vergleich zur statischen Logik eine stärkere Berücksichtigung der resultierenden Schwankungen des internationalen Stromaustauschs insbesondere bei länderübergreifenden Knappheitssituationen. Eine ausführliche Darstellung zur Bestimmung des ausländischen Wettbewerbspotentials mit Hilfe des situativen Ansatzes findet sich im Marktmachtbericht 2020.⁸¹

cc) Zeitraum für die Identifikation struktureller Marktmacht

- 88 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 mit einer höheren Wahrscheinlichkeit einher, dass das betreffende Unternehmen aus strukturellen Gründen über Marktmacht verfügt.
- 89 Nach dem in der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/-großhandel vom Bundeskartellamt erstmalig angewendeten Ansatz wird eine marktbeherrschende Stellung vermutet, wenn ein Stromerzeuger in mindestens 5 Prozent der Zeit eines Jahres (d. h. in mindes-

⁷⁹ Vgl. BKartA, Januar 2011, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, S. 99.

⁸⁰ BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 97.

⁸¹ BKartA, Marktmachtbericht 2020, Rn. 91 ff.

tens 438 Stunden bzw. 1.752 Viertelstunden eines Jahres) unverzichtbar für die Deckung der Stromnachfrage war.⁸² Dabei wird keineswegs zwingend ein Kalenderjahr zugrunde gelegt, sondern im Sinne einer rollierenden Betrachtung der entsprechend lange Untersuchungszeitraum. Der Schwellenwert von 5 Prozent entspricht dem allgemein in der wissenschaftlichen Debatte vorgeschlagenen Wert, der auch von anderen Wettbewerbsbehörden angewendet wird.⁸³ Er erscheint daher für die vorliegende Analyse unverändert die richtige Größenordnung zu adressieren.

- 90 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 bis 1.000 Prozent,⁸⁴ 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 Stromer Absatzmarkt keinen Anlass, die Diskussion über die genaue Bemessung des Schwellenwertes zu vertiefen.
- 91 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 dagegen 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 Transparenzdaten⁸⁵ und der Kenntnisse aus dem eigenen Kraftwerksgeschäft in Echtzeit ausgesprochen gut selbst einschätzen können; dies gilt nicht zuletzt auch für den Umfang der Überschreitung einer 5-Prozent-Schwelle.

⁸² Vgl. Bundeskartellamt, Januar 2011, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, S. 98-109.

⁸³ Vgl. Bundeskartellamt, Januar 2011, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, Fn. 134.

⁸⁴ Vgl. Bundeskartellamt, Januar 2011, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, S. 105.

⁸⁵ Vgl. nur die Internetangebote transparency.entsoe.eu, www.smard.de, www.netztransparenz.de, www.regelleistung.net, www.marktstammdatenregister.de.

2. Konkrete Umsetzung der RSI-Berechnung

- 92 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

- 93 Die Datengrundlage für die Berechnung des RSI gliedert sich im Wesentlichen in die Bewegungsdaten der einzelnen Kraftwerke (Einspeisung, verfügbare Kapazitäten, Regelenergievorhaltung, Kapazitätsvorhaltung 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 Transparenzplattform⁸⁶ zurückgegriffen sowie auf die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur.⁸⁷
- 94 Die Bewegungsdaten der Kraftwerke entstammen den nach der System Operation Guideline (SO-GL)⁸⁸ von den Übertragungsnetzbetreibern erhobenen Kraftwerkseinsatzplanungsdaten (KWEP-Daten). Nach den Vorgaben der SO-GL müssen Betreiber von in Deutschland befindlichen Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie gemäß den von den Übertragungsnetzbetreibern entwickelten und von der Bundesnetzagentur genehmigten Prozessen⁸⁹ Kraftwerkseinsatzplanungsdaten an die Übertragungsnetzbetreiber übermitteln; einige österreichische Kraftwerke melden ebenfalls. Meldepflichtig sind Nicht-EEG-geförderte Anlagen, die einen Generator oder eine Pumpe mit einer Nettonennleistung von 10 MW oder höher betreiben, sowie EEG-geförderte Anlagen, die direkt an das Übertragungsnetz (Spannungsebene größer 110 kV) angeschlossen sind. Der Datensatz enthält anlagenscharfe, viertelstündliche Daten z. B.

⁸⁶ Auf Grundlage der Verordnung (EU) Nr. 543/2013 der Kommission v. 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/>.

⁸⁷ Öffentliche Fassung der Kraftwerksliste abrufbar unter www.bundesnetzagentur.de -> Elektrizität und Gas -> Versorgungssicherheit -> Erzeugungskapazitäten -> Kraftwerksliste.

⁸⁸ Verordnung (EU) Nr. 2017/1485 der Kommission v. 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, ABl. L 220 v. 25. August 2017, S. 1.

⁸⁹ BNetzA, B. v. 20 Dezember 2018, BK6-18-122, geändert durch B. v. 2. September 2019, BK6-21-195. Die Festlegung zum Vorgängerprozess Energieinformationsnetz (BNetzA, B. v. 16. April 2004, BK6-13-200) soll mit Wirkung zum 1. April 2022 widerrufen werden, vgl. BNetzA v. 29. November 2021, Öffentliche Konsultation, abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_84_Sys_Dienst/846_energieinformationsnetz/energieinformationsnetz_node.html (zuletzt abgerufen Februar 2022).

zur geplanten Erzeugung, Regelleistungsvorhaltung, zu Vorhaltungen für die Leistungsbesicherung, frei verfügbarer Kapazität sowie im Rahmen der technischen Restriktionen derzeit verfügbarer Gesamtkapazität. Diese Daten dienen den Übertragungsnetzbetreibern insbesondere zur Planung von Redispatch-Einsätzen.

- 95 Die Daten über kommerzielle Stromflüsse in das oder aus dem deutsch-luxemburgischen Marktgebiet stammen von ENTSO-E, abgerufen über die Plattform SMARD. Sie beinhalten zum größten Teil in stündlicher Auflösung Daten zu den kommerziellen Importen und Exporten zwischen dem deutsch-luxemburgischen Marktgebiet und den angrenzenden Marktgebieten sowie den stündlichen kommerziellen Saldo. Für einige angrenzende Marktgebiete werden die Importe und Exporte in viertelstündlicher Auflösung abgebildet.⁹⁰ Für die übrigen angrenzenden Marktgebiete wurde für eine Abbildung auf die viertelstündlichen Werte in den KWEP-Daten unterstellt, dass die kommerziellen Importe und Exporte in allen vier Viertelstunden einer Stunde konstant sind.
- 96 Für die nach der SO-GL 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.⁹¹

b) Ableitung der Berechnungsgrößen des RSI aus der Datengrundlage

- 97 Aus dem KWEP-Datensatz wurden zunächst die wenigen Meldungen entfernt, die sich nicht auf Erzeugungsanlagen im Sinne des oben definierten Stromer Absatzmarktes 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. Der Ausschluss letzterer beruht darauf, dass für diese Anlagen auf Grund des Einspeiseverhaltens von einer überwiegend für den Eigenverbrauch erfolgenden Produktion auszugehen ist. In der Größenklasse ab 10 MW handelt es sich meist um Industrieanlagen (rd. 5 GW solcher Erzeugungskapazität sind in den KWEP-Daten enthalten). Dieser Ausschluss betrifft sowohl ihre Kapazität als auch ihre geplanten Erzeugungsmengen. Wettbewerbswirkungen, die von Überschussmengen aus der Erzeugung für den Eigenverbrauch ausgehen, die auf dem Stromer Absatzmarkt verkauft werden, werden bei der

⁹⁰ Zur genaueren Beschreibung der Daten siehe BNetzA, Smard.de - Benutzerhandbuch, abrufbar hier: <https://www.smard.de/resource/blob/205648/2d49a612045a9dd93444b5de44cb59bb/smard-benutzerhandbuch-09-2021-data.pdf> (zuletzt abgerufen Februar 2022).

⁹¹ Für eine Erläuterung siehe BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2021, S. 44.

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.

- 98 Die inländische Nachfrage je Viertelstunde wurde geschätzt als die in den KWEP-Daten angegebene geplante Produktion inländischer Erzeugungsanlagen (von über 10 MW). Abgezogen werden in jeder Viertelstunde Exporte, da dieser Teil der inländischen Erzeugung ausländischen Bedarf deckt; analog wurden Importe addiert, da diese die inländische Nachfrage über die inländische Produktion hinaus befriedigen. Da die bereinigten KWEP-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.
- 99 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.
- 100 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,⁹² 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.⁹³ Maßnahmen des Einspeisemanagements sind daher für die Marktmachtfeststellung zumeist unerheblich.

⁹² Siehe dazu oben, Rn. 28.

⁹³ Vgl. BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 107 ff.

c) Approximation nicht von KWEP-Daten erfasster Anlagen

- 101 Die KWEP-Daten aus dem Datenlieferungen nach der SO-GL umfassen ausschließlich solche konventionellen Erzeugungsanlagen, die eine Nettonennleistung von mindestens 10 MW haben. Der Datensatz enthält also keine konventionellen Anlagen, die eine Nettonennleistung von unter 10 MW aufweisen. Zudem waren konventionelle Anlagen größer 10 MW, die an einer Spannungsebene unter 110 kV angeschlossen sind, unter dem Vorgängerprozess nicht meldepflichtig und werden teilweise erst noch in den Meldeprozess aufgenommen. Die entsprechende fehlende Erzeugungskapazität lässt sich jedoch aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur⁹⁴ ableiten. Entsprechend der Abgrenzung des Stromerstabsatzmarktes wurden hierbei nur nicht nach dem EEG geförderte Kapazitäten berücksichtigt, die auch nicht vorrangig dem Eigenverbrauch dienen. Nach dieser Abgrenzung liegen für eine Kapazität von rd. 6 GW keine KWEP-Daten vor.
- 102 Die nicht von den KWEP-Daten erfassten, dem Stromerstabsatzmarkt jedoch zuzurechnenden Erzeugungsanlagen wurden schon bisher durch eine Approximation in der RSI-Berechnung berücksichtigt. Vor dem Hintergrund der rückläufigen Kapazitätsentwicklungen im Erstabsatzmarkt und der damit verbundenen erhöhten Bedeutung der verbleibenden Kraftwerkskapazitäten wurde in diesem Jahr die Abbildung dieser nicht erfassten Kraftwerke verfeinert. Die genauere Erfassung der Verfügbarkeiten dieser Kapazitäten im Zeitverlauf führt zu deren sachgerechterer Erfassung und damit aber auch zu einer engeren Approximation der Marktstellung der großen Erzeugungsunternehmen.
- 103 In den bisherigen Berichten wurde kapazitätsseitig die Nennleistung der nicht erfassten Kraftwerke vollständig in der RSI-Berechnung berücksichtigt.⁹⁵ Die Untersuchung der Meldungen vergleichbarer Anlagen mit einer Nennleistung unter 50 MW in den KWEP-Daten hat jedoch gezeigt, dass diese Anlagen kurzfristig nur bedingt und oft nicht vollständig ihre Produktion ausweiten können. Technischer Hintergrund hierfür dürfte u. a. sein, dass ein Großteil dieser Anlagen wärmegeführt wird. Da dies auch zu einem erheblichen Umfang auf die vom Datensatz nicht erfassten Anlagen zutrifft, erscheint eine Berücksichtigung der Gesamtkapazität der nicht erfassten Anlagen als für den Markt verfügbare freie Kapazität insbesondere vor dem Hintergrund der aktuellen Marktentwicklungen nicht mehr sachgemäß.
- 104 Die Marktnachfrage wurde wie bisher je um viertelstundenscharfe Schätzungen der Produktion dieser Anlagen ergänzt. Die Marktkapazität der anderen Unternehmen wurde je

⁹⁴ Siehe bereits Fn. 87.

⁹⁵ Vgl. BKartA, Marktmachtbericht 2020, Rn. 83.

um viertelstundenscharfe Schätzungen der verfügbaren Gesamtkapazität dieser Anlagen ergänzt und nicht wie zuvor um die volle Gesamtkapazität dieser Anlagen. Die Schätzung der Produktion und der verfügbaren Kapazitäten der fehlenden Anlagen wurde aus der Kapazität dieser Anlagen und der beobachteten prozentualen Auslastung bzw. der Verfügbarkeit von KWEP-Daten meldenden Anlagen unter 50 MW Nettonennleistung viertelstundenscharf errechnet.

- 105 Die KWEP-Daten 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 (siehe 1.b)bb)). Das ermittelte ausländische Wettbewerbspotential wird kapazitätsseitig zu den freien Marktkapazitäten der Wettbewerber hinzugerechnet.

3. Ergebnisse und Sensitivitätsbetrachtung

a) Ergebnisse der RSI-Berechnungen

- 106 *Tabelle 5* stellt die Ergebnisse der RSI-Berechnungen bei statischen Abbildungen des ausländischen Wettbewerbs dar. In den statischen Annäherungen wird jeweils ein über den Berichtszeitraum konstanter Wert als Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials zu Grunde gelegt. Dies unterstellt, dass dieser Wert jederzeit dem Inland als zusätzliche Kapazität zur Verfügung stand. Zum einen verwendet das Bundeskartellamt als verfügbare Kapazität den saldierten Importwert an allen deutschen elektrischen Außengrenzen an der numerischen Grenze zu den 1 Prozent höchsten stündlichen Nettoimportwerten (99-Prozent-Quantil). Dieser betrug im aktuellen Berichtszeitraum 9.100 MW (Vorjahr 9.165 MW). Als konservativere Annäherung verwendet das Bundeskartellamt den saldierten Importwert an allen deutschen elektrischen Außengrenzen an der numerischen Grenze zu den 5 Prozent höchsten stündlichen Nettoimportwerten (95-Prozent-Quantil). Dieser betrug im aktuellen Berichtszeitraum 6.356 MW (Vorjahr 6.875 MW). In den 1 bzw. 5 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: Zeitanteile mit RSI < 1,0 je Unternehmen unter statischer Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials⁹⁶

Unternehmen	Zeitanteil mit RSI < 1,0 in Prozent	
	Angesetztes ausländisches Wettbewerbspotential: 9.100 MW	Angesetztes ausländisches Wettbewerbspotential: 6.356 MW
RWE	[< 9,7] %	[< 16,8] %
LEAG	[< 0,4] %	[< 2,1] %
EnBW	[< 0,3] %	[< 1,6] %
E.ON	0 %	[< 0,2] %
Vattenfall	0 %	[< 0,1] %
Uniper	0 %	[< 0,1] %

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der KWEP-Daten und Daten von ENTSO-E.

- 107 Die ermittelten pivotalen Zeitanteile des größten inländischen Stromerzeugers RWE überschreiten für den Berichtszeitraum erstmalig seit der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/-großhandel die für die Marktbeherrschung angesetzte Vermutungsschwelle von 5 Prozent der Viertelstunden eines Jahres. Bereits in der statischen Abbildung mit einem ausländischen Wettbewerbspotential von 9.100 MW ist der Zeitanteil mit rund 9,7 Prozent im Vergleich zum Vorjahresbericht deutlich gestiegen. Hier lag der Zeitanteil im letzten Bericht bei einem ähnlich hohen angesetzten Importpotential noch unter 2 Prozent. In der konservativeren Annäherung mit einem ausländischen Wettbewerbspotential von 6.356 MW liegt der Zeitanteil in diesem Berichtszeitraum mit knapp 16,8 Prozent sogar noch einmal wesentlich höher. Wegen der klaren Überschreitung des Schwellenwertes von 5 Prozent, und weil zum Zeitpunkt der Publikation dieses Berichtes eine weitere, erhebliche Verknappung der nicht RWE zuzurechnenden Strommarktkapazitäten eingetreten ist, kann eine Diskussion des genauen Schwellenwertes wiederum unterblieben. Dies ist eine Folge der oben dargestellten Kapazitätsentwicklung (Rn. 61 ff.), genauer, des vorletzten Schrittes des Atomausstieges sowie der Umsetzung der zweiten Ausschreibungsrunde des KVBG.
- 108 Auch für die anderen Erzeuger sind die pivotalen Zeitanteile angestiegen und erreichen ein erhebliches Ausmaß. Sie liegen aber selbst bei der aus wettbewerblicher Sicht konservativeren Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials weiterhin jeweils deutlich unter der 5-Prozent-Schwelle.

⁹⁶ Angegebenen RSI-Werte auf eine Nachkommastelle aufgerundet.

109 Zusätzlich zu der statischen Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials hat das Bundeskartellamt die im vergangenen Marktmachtbericht eingeführte situative Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials für den aktuellen Berichtszeitraum ermittelt. Hierbei wird in Abhängigkeit der summierten ausländischen Residuallast als Proxy für den Strombedarf des Auslands ein bedingter Maximalwert viertelstundenscharf für das ausländische Importpotential bestimmt.⁹⁷ *Tabelle 6* stellt die Ergebnisse dieser RSI-Berechnung dar.

Tabelle 6: Zeitanteile mit RSI < 1,0 je Unternehmen unter situative Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials

Unternehmen	Zeitanteil mit RSI < 1,0 in Prozent
RWE	[< 8,2] %
LEAG	[< 1,1] %
ENBW	[< 0,9] %
E.ON	[< 0,2] %
Vattenfall	[< 0,4] %
Uniper	[< 0,2] %

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der KWEP-Daten und Daten von ENTSO-E.

110 Die hier errechneten Zeitanteile bestätigen die RSI-Ergebnisse unter der statischen Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials für den aktuellen Berichtszeitraum. Zwar fallen die errechneten Zeitanteile leicht geringer aus als unter den statischen Annäherungen, allerdings liegt auch hier der Zeitanteil für RWE eindeutig über der 5-Prozent-Schwelle. Die pivotalen Zeitanteile für alle anderen Stromerzeuger sind ebenfalls leicht angestiegen.

111 Die im Vergleich zur statischen Abschätzung des ausländischen Wettbewerbspotentials geringeren pivotalen Zeitanteile resultieren daher, dass in der situativen Logik zur Berücksichtigung der Knappheit im benachbarten Ausland bedingte Maximalwerte der beobachteten Nettoimporte als ausländisches Wettbewerbspotential angesetzt werden. Diese liegen in vielen Situationen oberhalb der in der statischen Abschätzung verwendeten 99-Prozent bzw. 95-Prozent Quantilswerte der Nettoimporte. Grundsätzlich kann die situative Abbildung des ausländischen Wettbewerbspotentials durch die Verwendung bedingter Maximalwerte in bestimmten Konstellationen (einzelne zufällige hohe

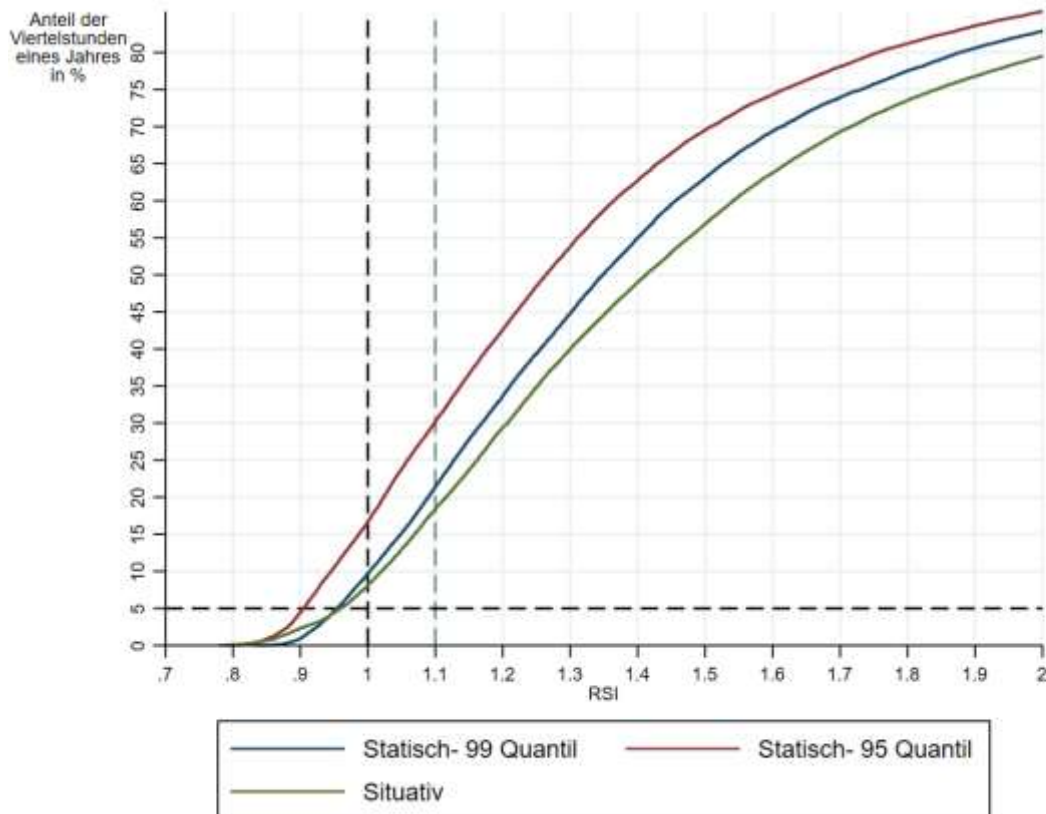
⁹⁷ Ausführlich BKartA, Marktmachtbericht 2020, Rn. 91 ff.

Nettoimporte bei knappen Situationen im Ausland) das ausländische Wettbewerbspotential überzeichnen. Hier wäre eine konservativere Anpassung der Methodik noch genauer zu prüfen. Für den hier ermittelten Befund ist dies aber nicht erheblich, da eine konservativere Methodik den Befund nur weiter verstärken würde.

b) Sensitivitätsbetrachtung

- 112 Für eine Darstellung der Sensitivität der errechneten RSI-Ergebnisse stellt *Abbildung 8* die Verteilungsfunktion der diesjährigen, errechneten RSI-Werte des größten Erzeugers RWE für alle drei Annäherungen des ausländischen Wettbewerbspotentials dar. Auf der horizontalen Achse sind RSI-Werte im Bereich von 0,7 und 2,0 aufgetragen. Werte unter 0,7 sind bei den Ermittlungen nicht festgestellt worden; Werte über 2 wurden für eine fokussierte Darstellung der RSI-Werte im Knappheitsbereich nicht abgebildet. Auf der vertikalen Achse ist der Anteil der Viertelstunden eines Jahres dargestellt, in denen der angegebene oder ein kleinerer RSI-Wert ermittelt wurde. Der Anteil an Viertelstunden, in denen die Nachfrage ohne RWE nicht bzw. nur knapp gedeckt werden konnte, sind durch die vertikale Linie beim Wert 1 bzw. 1,1 dargestellt.

Abbildung 8: Diesjährige RSI-Ergebnisse RWE je nach Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der KWEP-Daten und Daten von ENTSO-E.

- 113 Die Verteilungsfunktionen weisen insbesondere in dem Bereich zwischen den Werten 1 und 1,1 einen steilen Verlauf auf. So liegt der Zeitanteil von Viertelstunden mit einem RSI kleiner 1,1 für alle drei Annäherungsmethoden bereits in einem Bereich zwischen 15 und 30 Prozent. Dies legt nahe, dass sich bereits durch kleinere Veränderungen in der Ausgangssituation, wie z. B. durch den weiteren geplanten und zum Zeitpunkt der Publikation dieses Berichtes teilweise bereits umgesetzten Kapazitätsrückbau, die Anzahl der pivotalen Viertelstunden von RWE noch einmal erheblich erhöhen könnte.

E. Marktverhältnisse im Bereich der Regelenergie

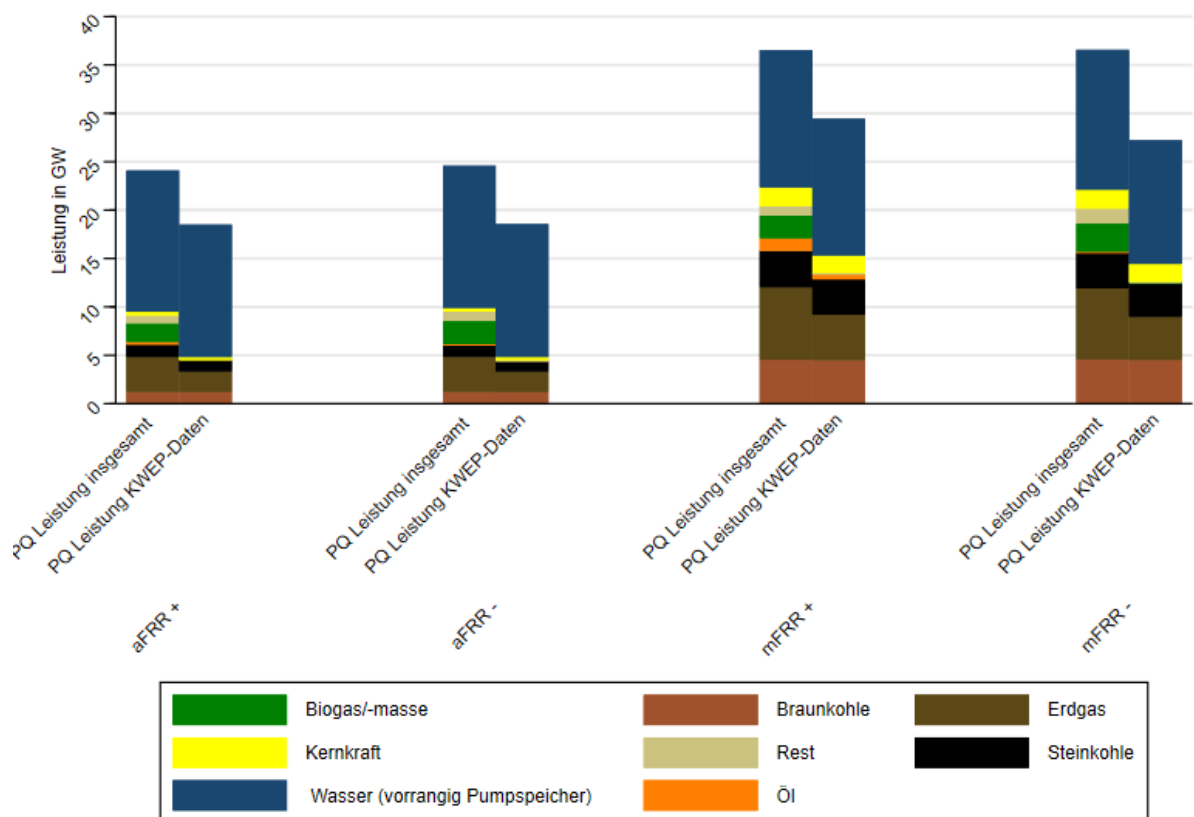
- 114 Das Bundeskartellamt hat in diesem Bericht erstmalig die Wettbewerbsverhältnisse der Sekundär- und Minutenregelreserve – d.h. aFRR und mFRR – anhand der gemeldeten Regelleistungsvorhaltung in den KWEP-Daten analysiert. Die KWEP-Daten erfassen einen Großteil der Regelleistungsvorhaltung und ermöglichen so erste Rückschlüsse auf die Marktverhältnisse in diesen Bereichen (zur Datengrundlage und deren Aussagekraft unter I.). Auffällig sind hierbei die Unterschiede in der Bedeutung einzelner Energieträger und Kraftwerke je Regelenergiequalität und -richtung (II.). Außerdem liegen die praktisch relevanten Marktvolumina je Regelenergieart deutlich unter der Summe der präqualifizierten Leistungen (III.). Schließlich deuten die Auswertungen auf eine hohe Marktkonzentration im Bereich der positiven aFRR (IV.) hin.
- 115 Die Darstellungen in diesem Kapitel stellen noch kein Konzept zur kartellrechtlichen Bewertung der Marktmachtverhältnisse im Bereich der Regelenergie dar. Auch der Leitfadens Missbrauchsaufsicht klammert den Bereich der Regelenergie aus, da er sich explizit auf den Stromerstabsatzmarkt fokussiert.⁹⁸ Die Darstellung dient lediglich als erster Überblick über wettbewerblich relevante Aspekte der Marktverhältnisse. Grundsätzlich bilden auch für den Bereich der Regelenergie Marktanteile einen ersten Indikator für die Erfassung der Marktstruktur und die Marktstellung einzelner Anbieter mit Blick auf kartellrechtliche Normen. Allerdings sind die Besonderheiten des Bereichs Regelenergie, insb. die vollkommen unelastische, weitgehend normativ determinierte Nachfrage, im Hinblick auf die Marktstellung einzelner oder mehrerer Anbieter zu würdigen. Hierfür erschiene es perspektivisch naheliegend, die bereits für den Stromerstabsatzmarkt angewandte Pivotalanalyse in angemessener Form auf den Bereich der Regelenergie zu übertragen.

⁹⁸ BNetzA und BKartA, Leitfaden Missbrauchsaufsicht, Rn. 7, 42.

I. Datengrundlage

Die unter D.III.2.a) dargestellten, nach den Vorgaben der SO-GL von den Übertragungsnetzbetreibern erhobenen KWEP-Daten enthalten auch die viertelstundenscharfen Meldungen zur Regelenergievorhaltung der meldepflichtigen Anlagen. Zusätzlich hatte das Bundeskartellamt eine vollständige Liste der in Deutschland verfügbaren präqualifizierten Anlagen von den Übertragungsnetzbetreibern abgefragt. Die KWEP-Daten umfassen dabei einen Großteil der in Deutschland für die Erbringung von Regelenergie präqualifizierten Leistung (PQ-Leistung). Insbesondere die PQ-Leistung aus größeren konventionellen Anlagen sowie Pumpspeichieranlagen ist im Datensatz nahezu vollständig enthalten (siehe *Abbildung 9*). Lediglich die PQ-Leistung aus kleineren Erdgas-, Mineralöl- sowie Biogas- und Biomasseanlagen wird durch den Datensatz nicht abgedeckt, da Anlagen unter 10 MW nicht der Meldepflicht unterliegen. Zudem ist die PQ-Leistung aus abschaltbaren Lasten nicht im Datensatz enthalten. Insgesamt umfassen die KWEP-Daten für jede Regelenergiequalität und -richtung jeweils über 75 Prozent der verfügbaren PQ-Leistung.

Abbildung 9: Abdeckung der PQ-Leistung durch KWEP-Daten



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der KWEP-Daten und Daten zur PQ-Leistung in Deutschland (Stand April 2021).

116 Die PQ-Leistung stellt das potentiell verfügbare Angebot im Bereich der Regelenergie dar. Die tatsächliche Vorhaltung (das Marktergebnis) ergibt sich aus den Zuschlägen der Anbieter in den Regelarbeitsauktionen⁹⁹. Zur Validierung und Untersuchung der Relevanz der im Datensatz enthaltenen Anlagen für das Marktergebnis, wurden zusätzlich die Abdeckung der Zuschläge in den Regelarbeitsauktionen durch die KWEP-Daten überprüft. Hierzu wurde die in den KWEP-Daten gemeldete Vorhaltung mit den von den Übertragungsnetzbetreibern unter regelleistung.net veröffentlichten Zuschlägen der Anbieter aus den deutschen Regelzonen abgeglichen.¹⁰⁰ *Tabelle 7* stellt diese Abdeckung der Regelleistungsvorhaltung durch die KWEP-Daten gemittelt über den Berichtszeitraum seit Beginn des Regelarbeitsmarktes (dem 03. November 2020) dar.

Tabelle 7: Abdeckung der Regelleistungsvorhaltung durch die KWEP-Daten

Leistungsauktion	Ø Anteil der gemeldeten Regelenergievorhaltung am Gesamtzuschlag in den Regelarbeitsauktionen
Positive aFRR	> 90 %
Negative aFRR	> 80 %
Positive mFRR	> 85%
Negative mFRR	> 65 %

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis der KWEP-Daten und Daten von regelleistung.net.

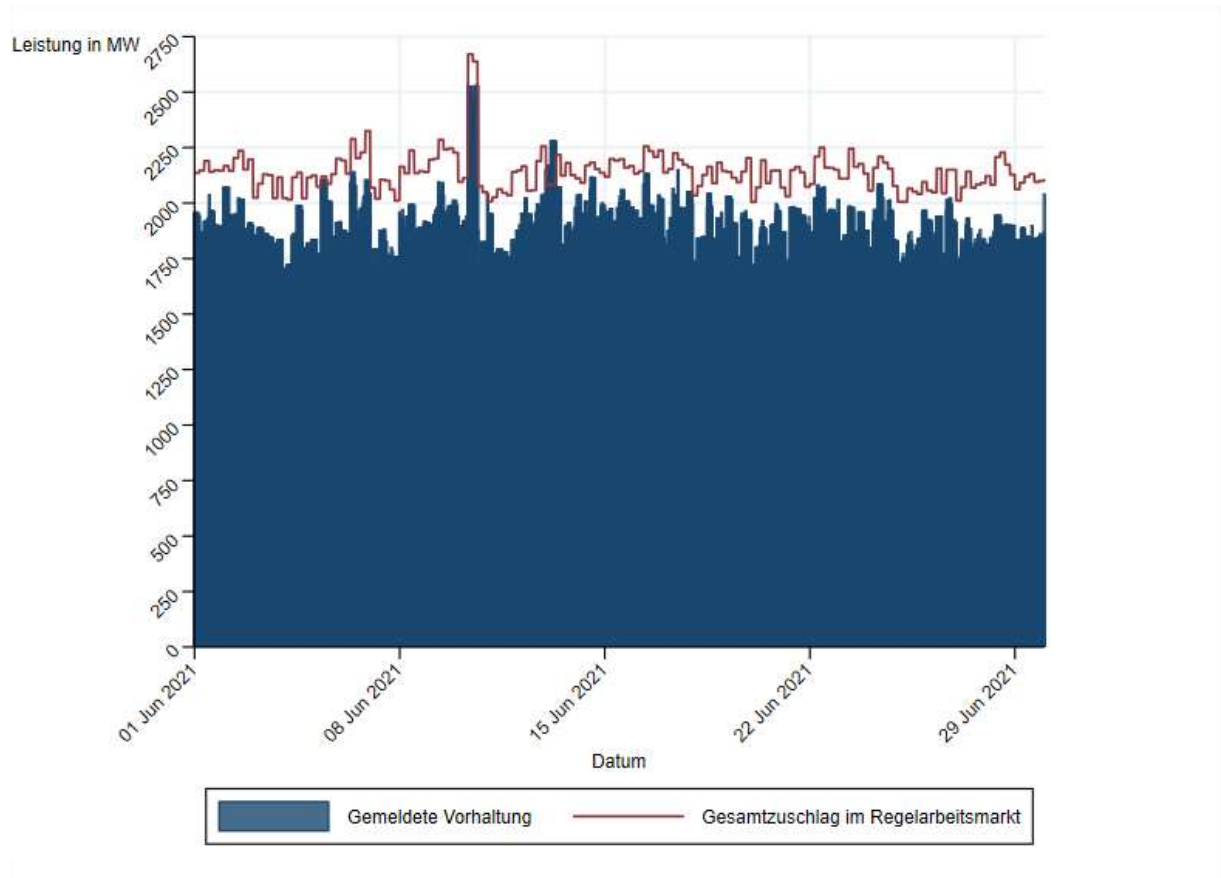
117 Der Vergleich legt eine hinreichende Abdeckung der Regelleistungsvorhaltung durch die KWEP-Daten nahe. So ist insbesondere für die Auktionen im positiven Bereich die Abdeckungsquote sehr hoch. Im negativen Bereich erscheint die geringere Abdeckung plausibel, da hier Regelleistung auch zu einem höheren Anteil von Aggregatoren vorgehalten wird, welche die Leistung mehrerer kleiner Anlagen (oder abschaltbarer Lasten) gebündelt vermarkten; solche Anlagen sind nicht in den KWEP-Daten enthalten. Auch im zeitpunktscharfen Abgleich deutet eine hohe Parallelität in den Schwankungen des Gesamtzuschlags und der gemeldeten Vorhaltung auf eine hinreichende Aussagekraft der Daten hin. *Abbildung 10* stellt exemplarisch für den Monat Juni im Bereich der positiven Sekundärregelung die viertelstundenscharfe gemeldete Vorhaltung in den KWEP-

⁹⁹ Der finale Zuschlag zur Vorhaltung von Regelleistung erfolgt im Rahmen der Arbeitsmarktauktionen, die Leistungsauktionen dienen nur noch als Versicherungsprodukt bei einem Ausfall des Arbeitsmarktes bzw. gewährleisten das ein hinreichendes Angebot im Arbeitsmarkt verfügbar ist (siehe C.I.3).

¹⁰⁰ <https://www.regelleistung.net/ext/> -> Datacenter -> Übersicht Ergebnisse SRL/MRL ab dem 12. Juli 2018 -> Ausschreibungsdateien.

Daten dem Gesamtzuschlag für selbige in den Regelarbeitsauktionen gegenüber. Hier lässt sich in den KWEP-Daten z. B. sehr gut der kurzzeitige Anstieg in der Regelleistungsvorhaltung durch den erhöhten Bedarf während der Sonnenfinsternis am 10. Juni 2021 erkennen.

Abbildung 10: Vergleich gemeldete Vorhaltung¹⁰¹ mit Gesamtzuschlag in der Regelarbeitsauktion für positive Sekundärregelung im Juni 2021



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der KWEP-Daten und Daten von regelleistung.net.

II. Bedeutung einzelner Energieträger

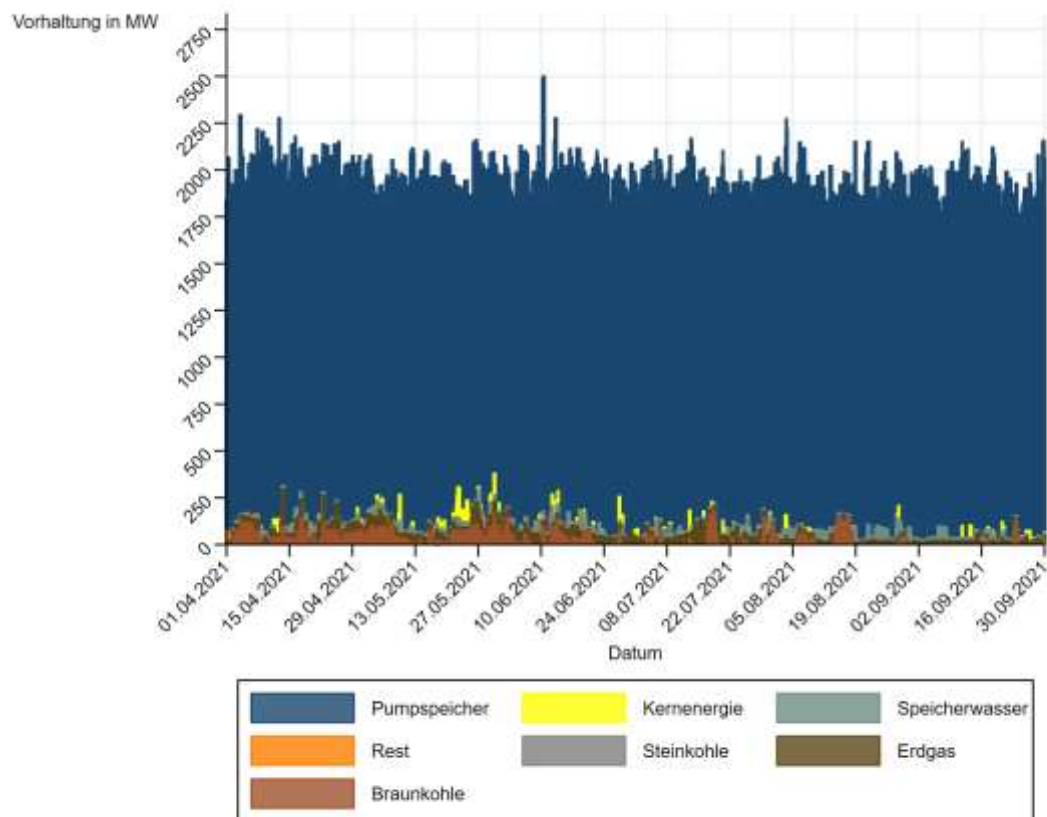
118 In den gemeldeten Vorhaltungsdaten lassen sich klare strukturelle Unterschiede je Regelennergiequalität und -richtung in Bezug darauf identifizieren, welche Anlagentypen jeweils Regelleistung vorhalten. Die folgenden Abbildungen bilden für die jeweilige Regelqualität und -richtung die gemeldete Vorhaltung differenziert nach Energieträgern im Zeitverlauf ab. Die Angaben zum Energieträger stammen hierbei aus den mit den

¹⁰¹ In einzelnen Produktzeitscheiben lag die gemeldete Vorhaltung geringfügig über dem Gesamtzuschlag im Regelarbeitsmarkt. Hintergrund ist, dass einzelne Anbieter anscheinend ihre Meldungen in den KWEP Daten nicht mehr an kurzfristige Zuschlagsänderungen aus dem Regelarbeitsmarkt anpassen.

KWEP-Daten erhobenen Stammdaten der Anlagen. Aus Übersichtsgründen wurde jeweils nur die zweite Hälfte des Berichtszeitraums abgebildet, also der Zeitraum vom 1. April 2021 bis zum 30. September 2021. Die im Text genannten Anteile der jeweiligen Energieträger an der gemeldeten Vorhaltung beziehen sich hingegen immer auf den gesamten Berichtszeitraum.

- 119 Auffällig ist insbesondere der sehr hohe Anteil an gemeldeter Pumpspeichervorhaltung in der positiven aFRR. So entfielen im Berichtszeitraum rund 95 Prozent der gemeldeten Vorhaltung auf Pumpspeicher; dieser Anteil ist auch im Zeitverlauf stabil (*Abbildung 11*). Lediglich in marginalen Anteilen wurde Vorhaltung aus anderen Anlagentypen gemeldet (u. a. Erdgas und Braunkohle). Zusammen mit der hohen Abdeckungsrate der KWEP-Daten für die positive aFRR belegen die Auswertungen die hohe Bedeutung von Pumpspeicheranlagen in diesem Bereich. Die Dominanz dieses Anlagentyps deutet hierbei auf mögliche strukturelle Vorteile von Pumpspeichern in der Vorhaltung von positiver Sekundärregelung im Vergleich zu anderen Anlagentypen hin. Der Großteil der Vorhaltung konzentriert sich zudem auf wenige größere Anlagen bzw. Anlagengruppen.

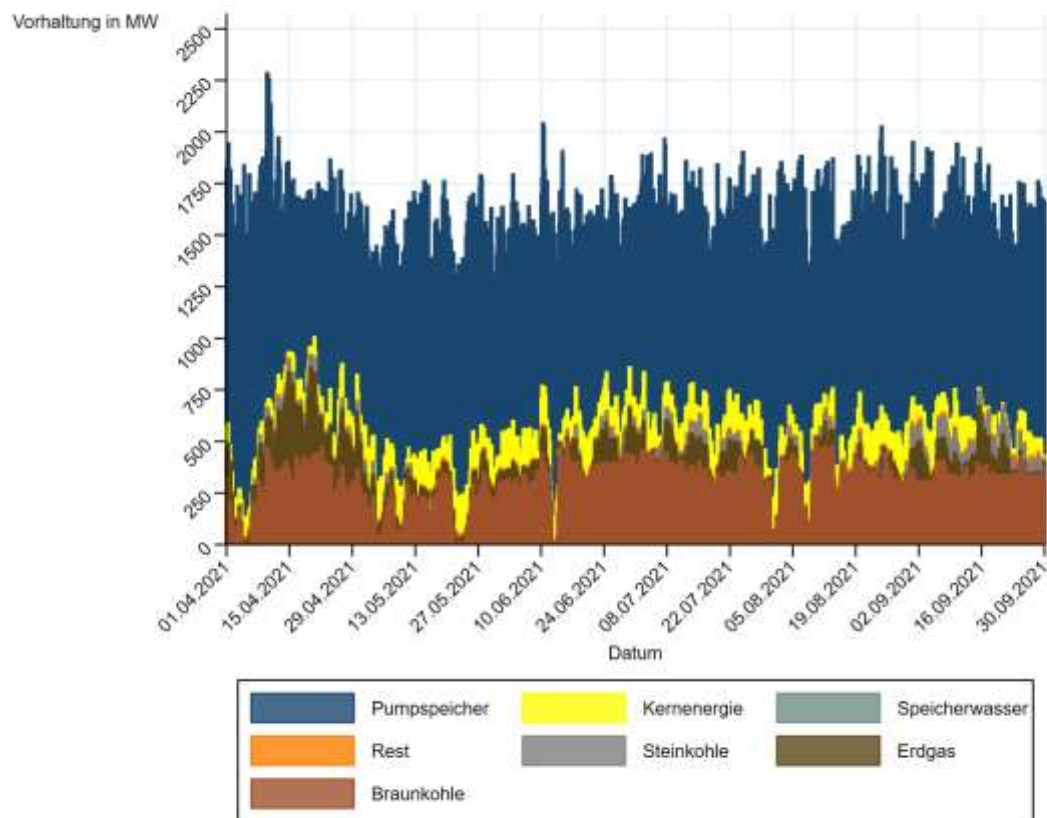
Abbildung 11: Positive Sekundärregelung (aFRR): gemeldete Vorhaltung nach Energieträger



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der KWEP-Daten.

120 Auch für die negative aFRR ist der Anteil der gemeldeten Vorhaltung aus Pumpspeicheranlagen mit rund 65 Prozent auffällig hoch (Abbildung 12). Allerdings wurde im Berichtszeitraum Regelleistungsvorhaltung für die negative aFRR zu einem relevanten Anteil auch aus Grundlastkraftwerken (insbesondere Braunkohle und Kernkraft) sowie Erdgasanlagen gemeldet. Die vorhaltenden Kraftwerksarten schwanken dabei im Wochenrhythmus mit ausgeprägteren Anteilen der Pumpspeicherkraftwerke an den Wochenenden. Gleichzeitig ist zu beachten, dass die Abdeckungsrate durch die KWEP-Daten für die negative aFRR rund 80 Prozent beträgt und somit negative aFRR auch zu einem nicht unerheblichen Anteil von Klein- und Kleinstanlagen vorgehalten wurde, die nicht im Datensatz enthalten sind.

Abbildung 12: Negative Sekundärregelung (aFRR): gemeldete Vorhaltung nach Energieträger

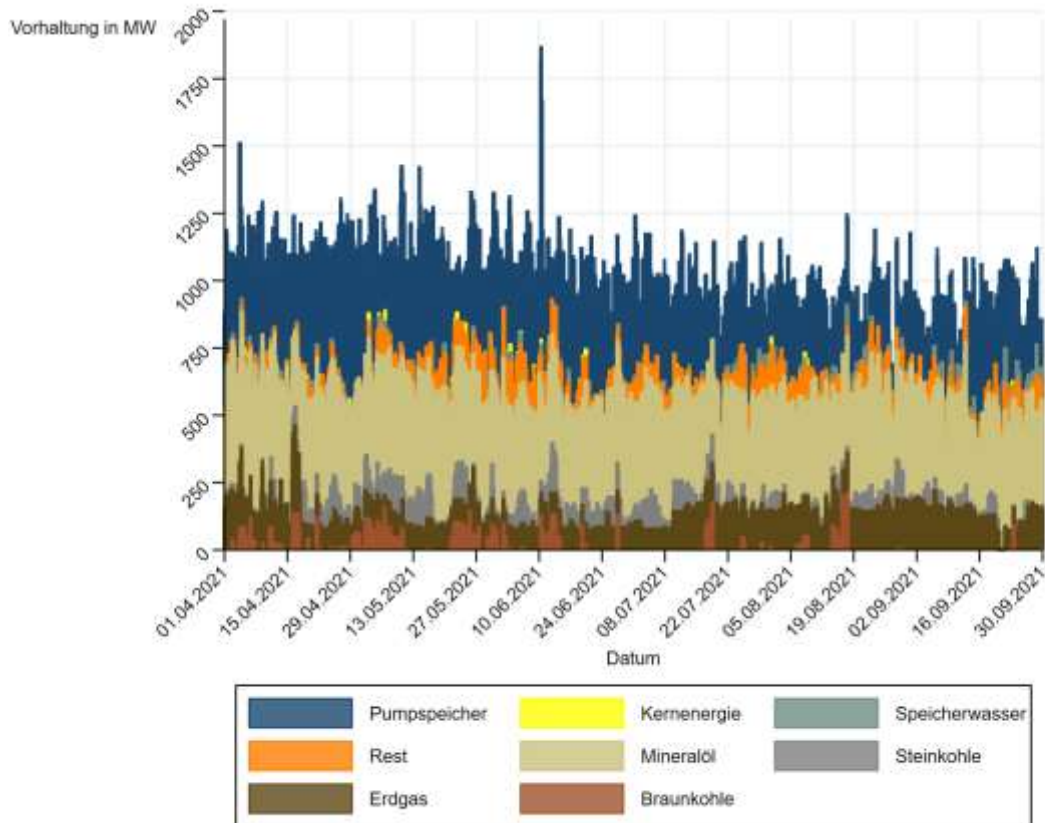


Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der KWEP-Daten.

121 Für die mFRR ist im Vergleich die Bedeutung von Pumpspeichern wesentlich geringer. In der positiven mFRR betrug im Berichtszeitraum der Anteil der gemeldeten Vorhaltung aus Pumpspeichern zwar immer noch rund 35 Prozent. Pumpspeicher halten also auch hier, insbesondere unter Berücksichtigung der hohen Abdeckungsrate der Leistungsvorhaltung in diesem Bereich, einen wesentlichen Anteil der Leistung vor. Ein leicht höherer Anteil wurde aber von Mineralölanlagen (rund 40 Prozent) gemeldet.

Zudem stammte ein nicht unerheblicher Anteil der gemeldeten Vorhaltung auch von Erdgasanlagen (rund 15 Prozent). *Abbildung 13* stellt diese Anteile im Zeitverlauf für die zweite Berichtshälfte dar.

Abbildung 13: Positive Minutenregelung (mFRR): gemeldete Vorhaltung nach Energieträger



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der KWEP-Daten.

- 122 In der negativen mFRR wurde ein erheblicher Anteil der Vorhaltung (rund 35 Prozent) nicht von den KWEP-Daten erfasst. Rückschlüsse auf die Bedeutung einzelner Anlagen, sind daher nur erschwert möglich. Insgesamt scheinen Pumpspeicher hier eine weniger hervorgehobene Rolle einzunehmen. So betrug der Anteil von Pumpspeichern an der von den Daten erfassten Vorhaltung nur rund 30 Prozent. Der Großteil der erfassten Vorhaltung wurde von Grundlastkraftwerken gemeldet. Die geringere Abdeckung durch die KWEP-Daten deutet daraufhin, dass ein weiterer wesentlicher Anteil der Vorhaltung in der negativen mFRR von kleineren Anlagen erbracht wird.

III. Marktvolumina

- 123 In Deutschland bestehen jeweils umfassende Angebote an präqualifizierter Leistung (PQ-Leistung), die in den verschiedenen Bereichen der Regelenergie vermarktet werden

können. Diese übersteigen je Regelenergiequalität und -richtung den deutschen Bedarf an ausgeschriebener Regelleistung erheblich (*Tabelle 8*). Die Auswertungen der gemeldeten Leistungsvorhaltung in den KWEP-Daten deuten allerdings darauf hin, dass die praktisch relevanten Marktvolumina in den verschiedenen Regelenergiebereichen wesentlich geringer ausfallen könnten.

Tabelle 8: PQ-Leistung und Regeleistungsbedarf

	PQ-Leistung in Deutschland in GW (Stand September 2020)	Durchschnittlich ausgeschriebener Bedarf Deutschland in GW
Positive aFRR	23,3	2,0
Negative aFRR	23,8	2,0
Positive mFRR	36,7	1,0
Negative mFRR	36,4	0,6

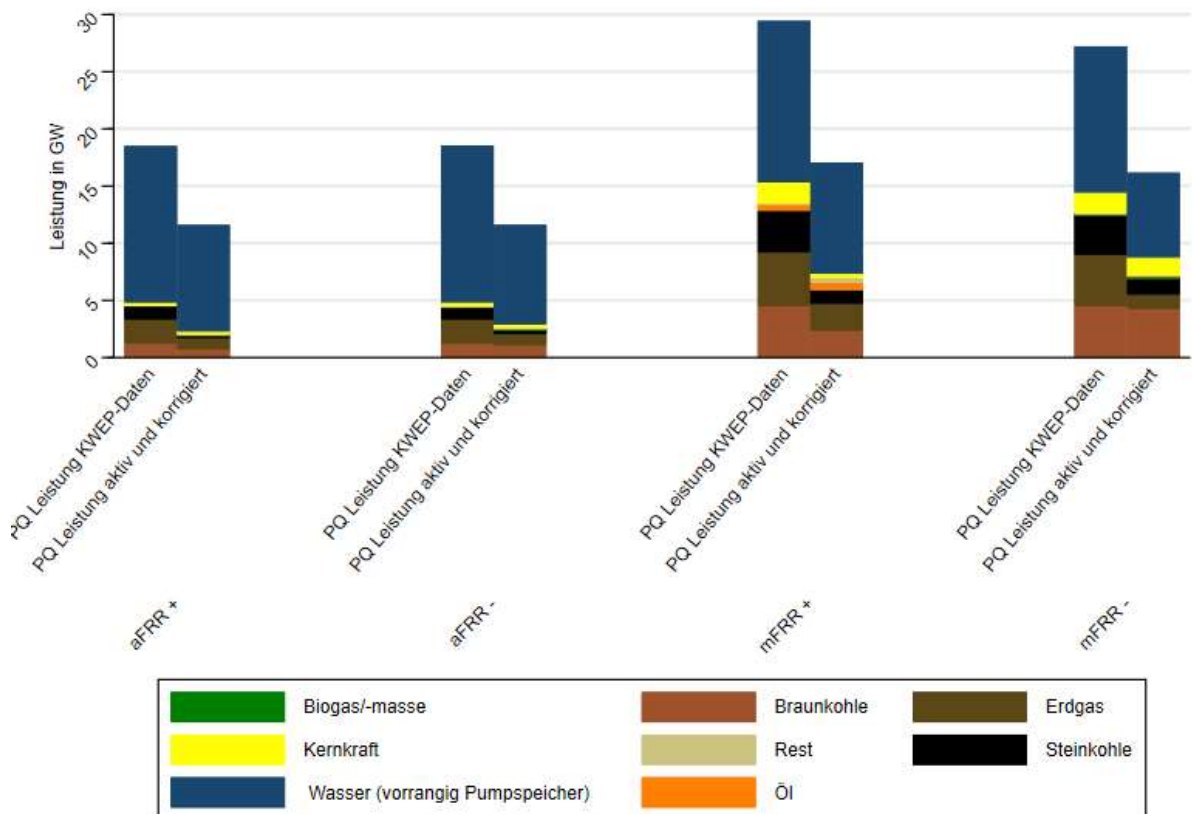
Quelle: Daten von Regelleistung.net (Angaben gerundet).

- 124 Die KWEP-Daten erfassen, wie bereits unter (*Abbildung 9*) dargestellt, einen Großteil der PQ-Leistung (> 75 Prozent der Gesamtleistung) und insbesondere die PQ-Leistung aus größeren konventionellen Anlagen sowie Pumpspeichieranlagen nahezu vollständig. Allerdings zeigt die Auswertung der gemeldeten Vorhaltung, dass vor allem im positiven Bereich ein Großteil der präqualifizierten konventionellen Anlagen (Braunkohle, Steinkohle, Kernkraft und Erdgas) im Berichtszeitraum keine Regelleistungsvorhaltung gemeldet haben. Die erfassten Pumpspeichieranlagen hingegen meldeten nahezu alle regelmäßig Regelleistungsvorhaltung. Bei der PQ-Leistung von Pumpspeichern ist allerdings zu berücksichtigen, dass in vielen Fällen sowohl Turbinen als auch Pumpen derselben Anlage präqualifiziert sind. Eine vollständige Vermarktung der gemeinsamen PQ-Leistung aus Turbine und Pumpe derselben Anlage zum selben Zeitpunkt je Regelrichtung ist jedoch auf Grund der begrenzten Speicherkapazität nur beschränkt und nicht dauerhaft möglich. Die unter (I.) dargestellte und auch von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichte PQ-Leistung¹⁰² aus Wasseranlagen dürfte daher die für den Markt in einem Zeitpunkt verfügbare PQ-Leistung überzeichnen.

¹⁰² <https://www.regelleistung.net/ext/> -> PQ-Leistungen in Deutschland.

125 *Abbildung 14* stellt, differenziert nach Energieträger, die PQ-Leistung aller in den KWEP-Daten enthaltenen Anlagen der PQ-Leistung nur derjenigen Anlagen in den KWEP-Daten gegenüber, welche im Berichtszeitraum Regelleistungsvorhaltung gemeldet haben. Dabei wurden hier je Regelenergiequalität und -richtung nur solche Anlagen berücksichtigt, die im Berichtszeitraum im Umfang einer Produktzeitscheibe für Regelleistungsvorhaltung, also in mindestens 16 Viertelstunden eine positive Regelleistungsvorhaltung gemeldet haben. Zusätzlich wurden bei der Darstellung der PQ-Leistung von Pumpspeichern zur Berücksichtigung der teilweise doppelten Präqualifikation der Anlage die Angaben der PQ-Leistung als konservative Abschätzung korrigiert. Anstatt der Summe der PQ-Leistung aus Turbine und Pumpe wurde jeweils nur die größere PQ-Leistung von Turbine und Pumpe als maximal zu einem Zeitpunkt verfügbare PQ-Leistung dieser Anlagen angesetzt, um zu berücksichtigen, dass Pumpspeicher aufgrund der begrenzten Speicherkapazität nicht dauerhaft in vollem Umfang Pumpe und Turbine in der gleichen Regelrichtung vermarkten können.

Abbildung 14: PQ-Leistung: Aktive Anlagen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der KWEP-Daten und Daten zur PQ-Leistung in Deutschland (Stand April 2021).

126 Die Darstellung verdeutlicht, dass das relevante Marktvolumen in allen Bereichen wesentlich geringer als die insgesamt präqualifizierte Leistung ausfallen dürfte. So umfasst die hier dargestellte Abschätzung der PQ-Leistung aktiver Anlagen in allen Bereichen

nur jeweils rund 60 Prozent der vom Datensatz erfassten PQ-Leistung. Gleichzeitig verdeutlicht die Darstellung die bereits unter (II.) dargestellte hohe Bedeutung von Pumpspeicherleistung für die Regelleistungsvorhaltung insbesondere im Bereich der aFRR. Zu berücksichtigen ist auch, dass es sich bei der dargestellten PQ-Leistung aus Pumpspeichern je Regelenergiequalität (und -richtung) um größtenteils dieselben Anlagen handelt. Diese müssen folglich ihre verfügbare PQ-Leistung auf die verschiedenen Regelenergiebereiche aufteilen.

- 127 Die Auswertungen zeigen auch, dass (selbst ohne Pumpspeicheranlagen) in allen Bereichen grundsätzlich genug aktive Regelleistung verfügbar wäre, um den regelmäßig ausgeschriebenen Bedarf an Regelleistung zu decken. Dies gilt bereits ohne Berücksichtigung der PQ-Leistung aus nicht von den KWEP-Daten erfassten Anlagen. Auf Grund der hohen Bedeutung von Pumpspeichern könnten allerdings gleichzeitige Nichtverfügbarkeiten relevanter Anlagen das verfügbare Angebot gerade in der aFRR kurzfristig spürbar verknappen.

IV. Anbieterstruktur

- 128 Für eine erste Einschätzung der Marktstellung einzelner Anbieter und der Marktkonzentration wurden aus den KWEP-Daten die Anteile der Anbieter mit der höchsten Vorhaltung ermittelt. Für die Zurechnung der Anlagen zu den jeweiligen Anbietern wurden zunächst die vom Bundeskartellamt im Rahmen des Energiemonitorings für den Stromerstattungsabsatzmarkt erhobenen Informationen zur kartellrechtlichen Zuordnung nach der Verbundmethode verwendet. Teilweise erfolgt die Vermarktung der Anlagen im Regelenergiebereich jedoch nicht durch den Eigentümer bzw. den Einsatzverantwortlichen der Anlagen, sondern wird von einem Dritten durchgeführt. Angaben hierzu wurden aus den Regelleistungsverträgen der Übertragungsnetzbetreiber übernommen und die Zuordnung entsprechend angepasst. Einige Vertragskonstellationen zwischen verschiedenen Anbietern wären hierbei für eine kartellrechtliche Wertung noch genauer zu prüfen.
- 129 Die Vorhaltungsanteile wurden je Anbieter für jede Regelenergiequalität und -richtung über den Berichtszeitraum seit Start des Regelarbeitsmarktes hinweg ermittelt (Zeitraum: 03. November 2020 bis 30. September 2021). Hierzu wurde die gemeldete Vorhaltung je Anbieter viertelstundenscharf in Verhältnis zum Gesamtzuschlag in der jeweiligen Regelarbeitsauktion gesetzt. Dadurch wird die jeweilige Abdeckungsquote der Daten implizit mitberücksichtigt und die errechneten Anteile geben Aufschluss darüber, wie viel Prozent des jeweiligen Regelleistungsbedarfs von dem jeweiligen Anbieter mindestens vorgehalten wurden. Nachfolgend werden für jede Kombination aus Regelenergiequalität und -richtung die errechneten durchschnittlichen Vorhaltungsanteile der fünf

größten Anbieter für den Berichtszeitraum dargestellt. Zusätzlich wird der durchschnittliche Gesamtanteil der übrigen Anbieter abgebildet. Hierbei wird differenziert zwischen dem Anteil der im Datensatz enthaltenen und der dort nicht enthaltenen Vorhaltung. Letztere könnte hierbei grundsätzlich teilweise auch von den aufgelisteten großen Anbietern stammen, allerdings ist deren PQ-Leistung größtenteils in den KWEP-Daten enthalten.

- 130 Für die positive aFRR deuten die Auswertungen auf eine sehr hohe Marktkonzentration hin (*Tabelle 9*). So beträgt der Vorhaltungsanteil des größten Anbieters EnBW im Durchschnitt mehr als 35 Prozent. Zudem besteht auch eine Verbindung der EnBW zu der Illwerke vkw AG (Vorarlberger Illwerke), dem zweitgrößten Anbieter in diesem Bereich, für deren Anlagen die EnBW die Einsatzleitung übernimmt.¹⁰³ Für eine kartellrechtliche Wertung wäre diese Verbindung noch genauer zu prüfen. Die Vorhaltung in diesem Bereich beschränkt sich aber auch insgesamt auf sehr wenige Anbieter, so halten die vier größten Anbieter (EnBW, Vorarlberger Illwerke, RWE und Vattenfall) im Durchschnitt mehr als 80 Prozent der bezuschlagten positiven aFRR vor. Dies geht einher mit dem hohen Anteil der gemeldeten Vorhaltung in Pumpspeichern, da die aufgelisteten Unternehmen über einen Großteil der deutschen Pumpspeicherleistung verfügen.

Tabelle 9: Positive aFRR: Durchschnittliche Vorhaltungsanteile der fünf größten Anbieter

Unternehmen	Ø Vorhaltungsanteil
EnBW	35-40 %
Vorarlberger Illwerke	20–25 %
RWE	15-20 %
Vattenfall	10-15 %
Uniper	0-5 %
Rest	5-10 %
hiervon nicht im Datensatz enthalten	5-10 %

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis der KWEP-Daten und Daten von regelleistung.net.

¹⁰³ Homepage EnBW -> Wasserkraft -> Beteiligungen: <https://www.enbw.com/erneuerbare-energien/wasser/beteiligungen.html> (zuletzt abgerufen Februar 2022).

131 Die EnBW und die Vorarlberger Illwerke sind auch im Bereich der negativen aFRR die größten Anbieter, allerdings fallen die jeweiligen Vorhaltungsanteile im Vergleich zur positiven aFRR geringer aus (*Tabelle 10*). Auch insgesamt fällt die beobachtete Konzentration hier im Vergleich zur positiven aFRR wesentlich geringer aus, wiederum konzentriert sich ein Großteil der Vorhaltung jedoch auf wenige Anbieter. So werden im Durchschnitt lediglich 30 bis 35 Prozent nicht von den fünf größten Anbietern vorgehalten.

Tabelle 10: Negative aFRR: Durchschnittliche Vorhaltungsanteile der fünf größten Anbieter

Unternehmen	Ø Vorhaltungsanteil
EnBW	20-25 %
Vorarlberger Illwerke	10–15 %
RWE	10-15 %
LEAG	10-15 %
Uniper	0-5 %
Rest	30-35 %
hiervon nicht im Datensatz enthalten	15- 20 %

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis der KWEP-Daten und Daten von regelleistung.net.

132 Für die positive mFRR ergibt sich ein ähnliches Bild (*Tabelle 11*). Auch hier ist die Konzentration im Vergleich zur positiven aFRR wesentlich geringer, allerdings haben wiederum einzelne Anbieter einen erhöhten durchschnittlichen Anteil an der Regelleistungsvorhaltung. Größte Anbieter sind hier EnBW und Uniper. Der Anteil an der Vorhaltung, der nicht auf die fünf größten Anbieter entfällt, beträgt zwischen 25 und 30 Prozent.

Tabelle 11: Positive mFRR: Durchschnittliche Vorhaltungsanteile der fünf größten Anbieter

Unternehmen	Ø Vorhaltungsanteil
EnBW	20-25 %
Uniper	15–20 %
EON	10-15 %
Vattenfall	10-15 %
RWE	5-10 %
Rest	25-30 %
hiervon nicht im Datensatz enthalten	10- 15 %

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis der KWEP-Daten und Daten von Regelleistung.net.

- 133 Für die negative mFRR verfügt im Durchschnitt kein Anbieter über Vorhaltungsanteile von über 20 Prozent. Ein wesentlicher Teil der Vorhaltung wird hier allerdings nicht durch die KWEP-Daten abgedeckt (rund 35 Prozent). Auf Grund der geringeren Abdeckungsquote sind Rückschlüsse auf die Anteile einzelner Anbieter aus den Daten nur erschwert möglich. Allerdings deutet die geringere Abdeckungsquote ebenfalls auf eine geringere Konzentration in diesem Bereich hin, da die Anlagen der großen Anbieter größtenteils vom Datensatz erfasst werden. Bei der nicht erfasste Vorhaltung dürfte es sich daher maßgeblich um Anlagen handeln, die von kleineren Anbietern vermarktet werden.

F. Wettbewerbliche Würdigung und Perspektiven

- 134 Die vorgestellten Befunde deuten erstmals seit der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/-großhandel (damaliger Berichtszeitraum 2007/2008) auf eine marktbeherrschende Stellung des größten Anbieters RWE im Stromerstabsatzmarkt hin. Die Berechnungen des RSI haben ergeben, dass RWE in wesentlich mehr als 5 Prozent der Zeit pivotal ist. Dies gilt für alle betrachteten Annäherungen des ausländischen Wettbewerbspotentials; bei einer konservativen statischen Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials ist die Überschreitung besonders deutlich.
- 135 Auf Grund des weiteren geplanten und zum Zeitpunkt des Berichts teilweise bereits erfolgten Rückbaus konventioneller Erzeugungskapazitäten geht das Bundeskartellamt davon aus, dass die Verknappung im Stromerstabsatzmarkt weiter zunehmen wird. Dies

dürfte zu einer weiteren Zunahme von Marktmacht der verbleibenden größten Stromerzeuger führen. Somit erwartet das Bundeskartellamt, dass die Marktmacht von RWE perspektivisch weiter zunehmen wird, obwohl auch RWE von Kapazitätsstillegungen betroffen sein wird. Gleichzeitig dürfte auch die Bedeutung der übrigen großen Stromerzeuger für die Deckung der Nachfrage zunehmen. So waren auch LEAG und EnBW schon in diesem Berichtszeitraum verstärkt für die Deckung der Nachfrage unverzichtbar; die beobachteten pivotalen Zeitanteile lagen aber jeweils deutlich unter der Vermutungsschwelle für die Marktbeherrschung.

- 136 Weiter geht das Bundeskartellamt angesichts der dargestellten Entwicklungen davon aus, dass die Bedeutung ausländischer Kraftwerkskapazitäten für den deutschen Stromer Absatzmarkt zugenommen hat. Folglich könnte zukünftig der Bedarf an Stromimporten zunehmen und damit auch deren Umfang. So ließ sich im Berichtszeitraum im Vergleich zu den Vorjahren von niedrigem Niveau (1,5 Prozent) aus ein merklicher Anstieg der Zahl von Viertelstunden (auf 3,8 Prozent) beobachten, in denen der Strombedarf in Deutschland über den Stromer Absatzmarkt nicht mehr ohne das Ausland hätte gedeckt werden können. Zudem ist aus Sicht des Bundeskartellamtes zu erwarten, dass die Volatilität der Marktverhältnisse und insb. auch von Im- und Exporten in Folge des weiteren Zubaus dargebotsabhängiger Erzeugungskapazitäten weiter zunehmen wird. Der angemessenen Abbildung der Wettbewerbskräfte außerhalb des Marktgebietes wird das Bundeskartellamt daher weiterhin ein besonderes Augenmerk widmen.
- 137 Im Bereich der Regelreserven deuten die Auswertungen auf eine hohe Bedeutung von Pumpspeichern insbesondere in der positiven Sekundärregelreserve hin. Der größte Anbieter EnBW verfügt in der positiven Sekundärregelreserve über erhebliche Anteile an der Leistungsvorhaltung und übernimmt gleichzeitig die Einsatzleitung für den zweitgrößten Anbieter, die Voralberger Illwerke. Eine marktbeherrschende Stellung von EnBW im Bereich der Regelreserven, insbesondere im Bereich der (positiven) Sekundärregelung, erscheint nach diesen Ergebnissen denkbar und ist noch genauer zu prüfen. Auf Grund der teilweise sehr hohen Konzentration im Bereich der Regelreserven wird das Bundeskartellamt das Preissetzungsverhalten der großen Anbieter hier genau beobachten.