



Bundeskartellamt



Offene Märkte | Fairer Wettbewerb

Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie 2023/24

Marktmachtbericht

November 2024



Marktmachtbericht

Bericht gemäß § 53 Abs. 3 Satz 2 GWB
Az. B8-16/23; B8-16/24
November 2024

Kontakt

Bundeskartellamt
8. Beschlussabteilung
Kaiser-Friedrich-Straße 16
53113 Bonn
poststelle@bundeskartellamt.bund.de
<http://www.bundeskartellamt.de>

Bildnachweis Cover: AdobeStock/methinee mit KI

Inhaltsverzeichnis

A. Zusammenfassung (executive summary)	1
B. Hintergrund, Ziele und Vorgehensweise	7
C. Marktabgrenzungen im Bereich der Stromerzeugung.....	9
I. Sachliche Marktabgrenzung.....	9
1. Stromerstabsatz.....	9
2. Eigenverbrauch und Bahnstrom	10
3. Regelenergie	11
4. Reservekapazitäten	14
5. Redispatch.....	14
6. „Nutzen statt Abregeln“	15
7. Nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen.....	16
a) Schwarzstartfähigkeit.....	17
b) Momentanreserve.....	18
c) Blindleistung	19
8. Nach EEG geförderte Strommengen	20
a) Frühere Marktabgrenzungspraxis	20
b) Entwicklungen auf Grund von zwischenzeitlich gestiegenen Stromgroßhandelspreisen und Änderungen bei der EEG-Förderung.....	21
c) Implikationen für die sachliche Marktabgrenzung.....	24
II. Räumliche Marktabgrenzung.....	25
1. Stromerstabsatzmarkt.....	25
2. Regelenergiemärkte	28
3. Nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen.....	29
III. Zeitliche Marktabgrenzung	30
1. Stromerstabsatzmarkt.....	30
2. Regelenergiemärkte	35
3. Nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen.....	36

D. Wettbewerbsverhältnisse auf dem Stromerstabsatzmarkt	36
I. Entwicklung marktstruktureller Faktoren	38
1. Entwicklung der inländischen Residualnachfrage	39
2. Entwicklung der inländischen Erzeugungskapazitäten	42
3. Bedeutung der Integration der Deutsch-Luxemburgischen Gebotszone in den europäischen Strommarkt.....	44
a) Entwicklung der ausländischen Residualnachfrage.....	45
b) Bedeutung ausländischer Erzeugungskapazitäten für die Begrenzung inländischer Marktmacht	47
c) Sondersituation: Entkoppelte Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot für den 26. Juni 2024	51
II. Marktanteile	54
III. Residual Supply Index (RSI)	56
1. Konzept des RSI.....	57
a) Grundidee	57
b) Abbildung der sachlichen Marktabgrenzung.....	58
c) Abbildung der räumlichen Marktabgrenzung	60
d) Abbildung der zeitlichen Marktabgrenzung.....	63
2. Empirische Berechnung des RSI	65
a) Datengrundlage	66
b) Ableitung der Berechnungsgrößen des RSI aus der Datengrundlage.....	67
c) Approximation nicht von KWEP-Daten erfasster Anlagen	69
aa) Approximation von Kleinstanlagen	69
bb) Approximation des ausländischen Wettbewerbspotentials	70
cc) Abbildung von EEG-Anlagen.....	71
3. Ergebnisse der RSI-Berechnungen	73
a) RSI-Berechnung mit indirekter Berücksichtigung EEG-geförderter Erzeugungsmengen.....	73
b) Strukturelle Vorhersehbarkeit pivotaler Zeiträume.....	76

aa)	Muster in der Verteilung pivotaler Zeiträume.....	77
bb)	Identifikation pivotaler Zeiträume mit zwei Regressionsmodellen	83
c)	Sensitivitätsbetrachtung unter vereinfachter direkter Berücksichtigung von EEG-Kapazitäten	89
E.	Marktverhältnisse im Bereich der Regelenergie.....	91
I.	Datengrundlage.....	92
II.	Bedeutung einzelner Energieträger.....	95
III.	Verhältnis präqualifizierter Leistung zu vermarkteter Leistung.....	99
IV.	Anbieterstruktur	101
V.	Leistungspreisfreie Angebotsmenge	104
F.	Wettbewerbliche Würdigung und Perspektiven.....	109

Abbildungsverzeichnis	
Abbildung 1: Monatsmarktwerte und anzulegende Werte Windkraftanlagen an Land.....	22
Abbildung 2: Preisgleichheitsraten zwischen der Gebotszone Deutschland-Luxemburg und den hieran angrenzenden Gebotszonen	27
Abbildung 3: Durchschnittliche absolute Preisdifferenz in EUR/MWh zwischen der Gebotszone Deutschland-Luxemburg und den hieran angrenzenden Gebotszonen	28
Abbildung 4: Saisonalität der Last.....	31
Abbildung 5: Saisonalität der Residuallast	32
Abbildung 6: Bedarf an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung im Zeitraum Januar 2021 bis Juni 2024	33
Abbildung 7: Entwicklung der inländischen Stromnachfrage	40
Abbildung 8: Entwicklung der Einspeisung aus dargebotsabhängigen Erneuerbaren im Inland.....	41
Abbildung 9: Entwicklung der inländischen Residualnachfrage	42
Abbildung 10: Entwicklung der Stromnachfrage der elektrischen Anrainer	46
Abbildung 11: Entwicklung der Einspeisung aus dargebotsabhängigen Erneuerbaren der elektrischen Anrainer.....	46
Abbildung 12: Entwicklung der Residuallast der elektrischen Anrainer	47
Abbildung 13: Bedarfsdeckung durch inländische Marktkraftwerke	49
Abbildung 14: Realisierte Day-Ahead Preise der Strombörse EPEX Spot für Stromlieferungen vom 25. Juni 2024 bis 27. Juni 2024.....	52
Abbildung 15: Ausländische Residuallast, Nettoimporte und angenommenes situatives Importpotential.....	62
Abbildung 16: Quantile der Nettoimporte	71
Abbildung 17: Bedarf an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung und Pivotalität von RWE im Jahresverlauf.....	78
Abbildung 18: Häufigkeit pivotaler Zeiträume nach Tages- und Jahreszeit	79
Abbildung 19: Häufigkeit pivotaler Zeiträume nach Tages- und Jahreszeit und Arbeitwoche.....	80

Abbildung 20: Häufigkeit pivotaler Zeiträume nach Tages- und Jahreszeit und Einspeisung von Windkraftanlagen	82
Abbildung 21: Abdeckung der PQ-Leistung durch KWEP-Daten.....	93
Abbildung 22: Vergleich gemeldete Vorhaltung mit Gesamtzuschlag in der Regelarbeitsauktion für positive Sekundärregelung im Mai 2023	95
Abbildung 23: Positive Sekundärregelung (aFRR): gemeldete Vorhaltung nach Energieträger.....	96
Abbildung 24: Negative Sekundärregelung (aFRR): gemeldete Vorhaltung nach Energieträger.....	97
Abbildung 25: Positive Minutenregelung (mFRR): gemeldete Vorhaltung nach Energieträger.....	98
Abbildung 26: PQ-Leistung: Aktive Anlagen	100
Abbildung 27: Verteilungsfunktion der leistungspreisfreien Gebote im Regelarbeitsmarkt für positive aFRR.....	105
Abbildung 28: Verteilungsfunktion der leistungspreisfreien Gebote im Regelarbeitsmarkt für negative aFRR	106
Abbildung 29: Verteilungsfunktion der leistungspreisfreien Gebote im Regelarbeitsmarkt für positive mFRR.....	107
Abbildung 30: Verteilungsfunktion der leistungspreisfreien Gebote im Regelarbeitsmarkt für negative mFRR	108

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Viertelstündliche Anteile an der nicht EEG-geförderten Stromerzeugung im Berichtszeitraum in Quantilen	56
Tabelle 2: Zeitanteile mit RSI kleiner 1 im Zeitraum Mai 2023 bis April 2024	75
Tabelle 3: OLS-Regression – Pivotalität von RWE	85
Tabelle 4: Logit Marginale Effekte – Pivotalität von RWE	88
Tabelle 5: Gegenüberstellung der Zeitanteile mit RSI kleiner 1 bei indirekter und direkter Berücksichtigung von EEG-Strom	90
Tabelle 6: Abdeckung der Regelleistungsvorhaltung durch die KWEP-Daten	94
Tabelle 7: PQ-Leistung und Regeleistungsbedarf im Zeitraum 01. Mai 2023 und 30. April 2024	99
Tabelle 8: Positive aFRR: Durchschnittliche Angebotsanteile der fünf größten Anbieter in der Regelleistungsauktion	102
Tabelle 9: Negative aFRR: Durchschnittliche Angebotsanteile der fünf größten Anbieter in der Regelleistungsauktion	103
Tabelle 10: Positive mFRR: Durchschnittliche Angebotsanteile der fünf größten Anbieter in der Regelleistungsauktion	103
Tabelle 11: Negative mFRR: Durchschnittliche Angebotsanteile der fünf größten Anbieter in der Regelleistungsauktion	104
Tabelle 12: Positive aFRR: Durchschnittliche leistungspreisfreie Angebotsanteile der fünf größten Anbieter in der Regelarbeitsauktion	105
Tabelle 13: Negative aFRR: Durchschnittliche leistungspreisfreie Angebotsanteile der fünf größten Anbieter in der Regelarbeitsauktion	106
Tabelle 14: Positive mFRR: Durchschnittliche leistungspreisfreie Angebotsanteile der fünf größten Anbieter in der Regelarbeitsauktion	108
Tabelle 15: Negative mFRR: Durchschnittliche leistungspreisfreie Angebotsanteile der fünf größten Anbieter in der Regelarbeitsauktion	109

Abkürzungsverzeichnis

ABl.	Amtsblatt
Abs.	Absatz
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
Adj.	Adjusted
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve – Sekundärreserve
Art.	Artikel
AtG	Atomgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Juli 1985 (BGBl. I S. 1565), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 4. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2153) geändert worden ist
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
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)
E.ON	E.ON SE, Essen
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 08. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151) geändert worden ist
ehem.	ehemalig

EKBG	Gesetz zur Bereithaltung von Ersatzkraftwerken zur Reduzierung des Gasverbrauchs im Stromsektor im Fall einer drohenden Gasmangel- lage durch Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften (Ersatzkraftwerkebereithaltungs- gesetz) vom 8. Juli 2022 (BGBl. I 2022 S. 1054)
EnBW	Energie Baden-Württemberg AG, Karlsruhe
Energy2Market	Energy2market GmbH, Leipzig
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 26 des Gesetzes vom 15. Juli 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 236) geändert worden ist
EU	Europäische Union
EUR	Euro
E. v.	Entscheidung vom
EWE	EWE AG, Oldenburg
f./ff.	folgend/fortfolgend
FB	Fallbericht
FCR	Frequency Containment Reserve - Primärreserve
Fn.	Fußnote
ggf.	gegebenenfalls
GW	Gigawatt
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen in der Fassung der Be- kanntmachung vom 26. Juni 2013 (BGBl. I S. 1750, 3245), das zuletzt durch Artikel 25 des Gesetzes vom 15. Juli 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 236) geändert worden ist
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 14 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I S. 405) geändert worden ist
LEAG	Lausitz Energie Bergbau AG und Lausitz Energie Kraftwerke AG, Cottbus
Leitfaden Missbrauchsaufsicht	
	Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt v. 27. September 2019 Leitfaden für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve – Minutenreserve
MVV	MVV Energie AG, Mannheim
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
Nr.	Nummer
OLG	Oberlandesgericht
rd.	rund
Rheinenergie	Rheinenergie AG, Köln
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)

Statkraft	Statkraft Markets GmbH, Düsseldorf
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I S. 405) geändert worden ist
Südvolt	Südvolt GmbH, München
SWM	Stadtwerke München GmbH, München
TWh	Terawattstunde
u. a.	unter anderem
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
Uniper	Uniper SE, Düsseldorf
v. a.	vor allem
Vattenfall	Vattenfall GmbH, Berlin
Versorgungssicherheitsbericht	Bundesnetzagentur v. 31. Januar 2023, Bericht zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität
vgl.	vergleiche
Vorarlberger Illwerke	illwerke vkw AG, Bregenz (AT)
VS	Viertelstunde
WVV	Würzburger Versorgungs- und Verkehrs-GmbH, Würzburg
z. B.	zum Beispiel
ZEW	Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung

A. Zusammenfassung (executive summary)

Fünfter Marktmachtbericht

- 1 Das Bundeskartellamt legt hiermit den fünften selbständigen Bericht über die Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht) vor. Damit 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). Der Bericht fokussiert auf den Berichtszeitraum 01.05.2023 bis 30.04.2024 und umfasst damit ein volles Jahr nach Vollendung des Ausstiegs aus der Kernenergie in Deutschland.
- 2 Der Bericht ermöglicht den Marktteilnehmern zusammen mit dem Leitfaden zur Missbrauchsaufsicht im Bereich der Stromerzeugung und des Stromgroßhandels sowohl eine Einschätzung ihrer Marktposition als auch einen Überblick über die Anwendungsgrundsätze der Missbrauchsaufsicht. Der Marktmachtbericht hat allerdings keine rechtliche Bindungswirkung für Entscheidungen in Einzelfällen. Mit ihm ist daher auch nicht die Feststellung verbunden, ob ein bestimmtes Unternehmen über eine marktbeherrschende Stellung verfügt. Der Bericht soll den Erzeugungsunternehmen jedoch für die Beurteilung, ob sie als Adressat der für marktbeherrschende Unternehmen geltenden Missbrauchsverbote in Frage kommen, eine datenbasierte Orientierung verschaffen.

Zentrale Ergebnisse und Befunde

- 3 Die für die Marktmachtverhältnisse bedeutsamen Marktbedingungen im Bereich der Erzeugung und des Erstabsatzes von Strom waren im Berichtszeitraum durch eine schwache Stromnachfrage gekennzeichnet. Auf der Angebotsseite haben Kraftwerkswiederbetriebnahmen im Zuge des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes (EKBG) über weite Teile des Berichtszeitraums zu einer Ausweitung inländischer Erzeugungskapazitäten geführt. Ferner hat nach Abschluss des Atomausstiegs die Bedeutung von Nettoimporten weiter zugenommen. Die Anzahl von Marktsituationen, in denen die Stromnachfrage in Deutschland marktlich nur durch Importe, also durch freie ausländische Kraftwerkskapazitäten, gedeckt werden konnte, ist erneut gestiegen.
- 4 Für die Bemessung der Marktmacht betrachtet das Bundeskartellamt das Ausmaß, in dem ein konkreter Anbieter für die Deckung der Stromnachfrage unverzichtbar gewesen ist. Denn in solchen Situationen genießt er wettbewerblich unkontrollierte Preissetzungsspielräume. Im beschriebenen Marktumfeld ist der mit Abstand führende Stromanbieter RWE zwar im Vergleich zum vergangenen Berichtszeitraum in weniger Zeiträumen für

die Deckung der Stromnachfrage unverzichtbar gewesen. Das Ausmaß der Unverzichtbarkeit liegt damit nicht mehr deutlich über, aber nach wie vor nahe an dem Schwellenwert, ab dem eine marktbeherrschende Stellung vermutet wird.

- 5 Unter diesen Umständen ist im Rahmen einer Gesamtbetrachtung neben dem konkreten Ausmaß der Unverzichtbarkeit dessen Vorhersehbarkeit für das Bestehen struktureller Marktmacht von zentraler Bedeutung. Die vom Bundeskartellamt durchgeführten Analysen zeigen, dass die Zeiträume, in denen ohne RWE die Stromnachfrage nicht gedeckt werden konnte, von diesem Unternehmen systematisch vorhersehbar sind. Gegenwärtig sind ferner keine Entwicklungen absehbar, die eine Entspannung der Marktmachtsituation auf dem Stromerstabsatzmarkt in der Zukunft erwarten lassen. Vielmehr sprechen insbesondere die gegen Ende und nach dem Berichtszeitraum vollzogenen sowie die weiteren geplanten Kraftwerksstilllegungen dafür, dass sich die Marktmachtverhältnisse tendenziell wieder verschärfen werden; ein Wiederaufleben der Konjunktur würde ebenfalls marktmachtverstärkend wirken. Vor diesem Hintergrund wird das Bundeskartellamt auch den nächsten Marktmachtbericht vor der gesetzlichen vorgesehenen Regelfrist von zwei Jahren vorlegen.
- 6 Das Bundeskartellamt hat ferner erneut die Marktmachtverhältnisse im Bereich der Regelernergie vertieft analysiert. Bei Regelernergie handelt es sich um von den Übertragungsnetzbetreibern beschaffte Systemdienstleistungen zur Sicherung der Stabilität des Stromnetzes. In den Bereichen Sekundär- und Minutenregelreserve lässt ein hervorstechender Anteil der EnBW an der Vorhaltung positiver Sekundärregelleistung eine marktbeherrschende Stellung naheliegend erscheinen. Im Einzelfall ist dies aber noch vertieft und unter Einbeziehung weiterer Faktoren zu prüfen. Auffällig ist hier zudem die herausragende Bedeutung von Pumpspeichieranlagen. Auch in den weiteren untersuchten Regelernergiequalitäten und -richtungen verfügte EnBW im Berichtszeitraum über erhebliche Anteile an der gemeldeten Leistungsvorhaltung.

Im Einzelnen:

Stromerzeugung und erstmaliger Absatz von Strom (Stromerstabsatzmarkt)

- 7 Der gesetzliche Berichtsauftrag umfasst grundsätzlich alle Aspekte der Stromerzeugung. Ein wichtiger Schwerpunkt des Berichts sind jedoch erneut die Marktmachtverhältnisse auf dem sogenannten Stromerstabsatzmarkt. Dieser umfasst die Erzeugung elektrischer Energie für die allgemeine Versorgung und deren erstmaligen Absatz. Nicht einzubeziehen sind dabei zunächst (industrielle) Eigenerzeugung, Bahnstrom, Regelernergie, Redispatch und die verschiedenen Reserven. Räumlich umfasst der Markt nach den vorgenommenen Analysen weiterhin das deutsch-luxemburgische Marktgebiet. In zeitlicher Hinsicht hält das Bundeskartellamt ferner an einer Marktabgrenzung

fest, die über die viertelstündliche Abrechnungsperiode des Bilanzkreissystems hinausreicht und regelmäßig einen Jahreszeitraum umfasst.

EEG-Strom aus Wind und Sonne weiterhin ohne Einfluss auf Marktmachtbefund

- 8 In der ständigen Abgrenzungspraxis des Bundeskartellamtes waren nach dem EEG geförderte Strommengen unter den damaligen Rahmenbedingungen nicht dem Stromerstattungsabsatzmarkt zuzurechnen. Im vergangenen Berichtszeitraum hatte die Vervielfachung der Stromgroßhandelspreise im Zuge des völkerrechtswidrigen Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine dazu geführt, dass ein nicht unerheblicher Teil der EEG-geförderten, direktvermarkteten Erzeugung unmittelbar der Entwicklung der Großhandelspreise ausgesetzt wurde. Inzwischen sind die Stromgroßhandelspreise zwar wieder in etwa auf das Vorkriegsniveau gesunken. Der qualitative Befund, dass ein Teil der EEG-geförderten, direktvermarkteten Erzeugung inzwischen unmittelbar der Entwicklung der Großhandelspreise ausgesetzt ist, bleibt jedoch aus anderen Gründen zutreffend.
- 9 Im Vordergrund stehen nunmehr ausgeförderte Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung und die zunehmende Realisierung von Projekten mit historisch niedrigen Garantiepreisen (sog. anzulegende Werte). Das Bundeskartellamt hat daher wiederum eine ergänzende Sensitivitätsbetrachtung vorgenommen und die EEG-geförderte Erzeugung pauschalisierend in die Marktmachtbetrachtung einbezogen. Um die unterschiedliche Bedeutung der großen Stromerzeugungsunternehmen in den verschiedenen EE-Technologien besser abzubilden, hat das Bundeskartellamt seine Methodik verfeinert und die jeweilige EE-Erzeugung unternehmens-, technologie- und regelzonenscharf approximiert. Diese Analyse kommt wiederum zu dem Ergebnis, dass die Frage der Einbeziehung oder Nicht-Einbeziehung von EEG-geförderten Erzeugungskapazitäten in den Erstattungsabsatzmarkt unter den derzeit vorherrschenden Markt- und Rahmenbedingungen keinen Einfluss auf den Marktmachtbefund hat. Die Frage der Einbeziehung (ggf. einzelner) EEG-geförderter Anlagen in den Stromerstattungsabsatzmarkt konnte daher für die Zwecke des vorliegenden Marktmachtberichts wiederum offengelassen werden.

Laufzeitverlängerungen von konventionellen Kraftwerken führten bei schwacher Stromnachfrage nur zeitweise zu höheren inländischen Erzeugungskapazitäten

- 10 Im Berichtszeitraum wurden durch den Abschluss des Atomausstiegs die inländisch verfügbaren Erzeugungskapazitäten reduziert. Die allgemeine Marktentwicklung des Stromerstattungsabsatzmarktes war im Berichtszeitraum jedoch durch zwei Momente geprägt, welche den hiermit verbundenen Auswirkungen auf bestehende Marktmachtpotentiale entgegenwirkten. Zunächst führte eine reduzierte Stromnachfrage zu entsprechend mehr freien, die Marktmacht der großen Anbieter dämpfenden Stromerzeugungskapazitäten.

Dieser Rückgang der Stromnachfrage war größer, als der durch die Abschaltung der letzten drei Atomkraftwerke in Deutschland bewirkte Angebotsrückgang.

- 11 Weiter wirkten bis fast zum Ende des Berichtszeitraums die Kraftwerkswiederinbetriebnahmen im Zuge des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes (EKBG) marktmachtdämpfend fort. Diese Wiederinbetriebnahmen waren zur Bekämpfung des Anstiegs der Strompreise angeordnet worden, der sich im Zuge des völkerrechtswidrigen Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine ergeben hatte. Die allgemeine Reduzierung inländischer dargebotsunabhängiger und damit in erster Linie konventioneller Erzeugungskapazitäten hat sich inzwischen jedoch fortgesetzt und sie wird sich auch zukünftig aufgrund des geplanten neuerlichen bzw. weiteren Rückbaus solcher, über eine gesicherte Leistung verfügenden, Erzeugungskapazitäten wieder fortsetzen.

Bedeutung freier ausländischer Erzeugungskapazitäten für die Begrenzung der Marktmacht nimmt weiter zu

- 12 Freie ausländische Kraftwerkskapazitäten können über Stromimporte die Marktmacht bei der inländischen Stromerzeugung wirksam begrenzen. Ob und inwieweit diese Möglichkeit jeweils konkret besteht, hängt von der Kapazität des Übertragungsnetzes sowie den Angebots- und Nachfrageverhältnissen in diesen Ländern ab. Um die Bedeutung ausländischer Kraftwerke als marktmachtbegrenzende Faktoren zu beleuchten, wurde erneut untersucht, wann und in welchem Umfang ausländische Kraftwerkskapazitäten und damit Stromimporte zur Deckung der inländischen Stromnachfrage im Rahmen des regulären Stromgroßhandels benötigt wurden.
- 13 Die Anzahl von Marktsituationen, in denen die marktbedingten Verhaltensspielräume inländischer Stromerzeuger überhaupt nur noch durch Importe, also durch freie ausländische Kraftwerkskapazitäten, begrenzt worden sind, ist von 4,8 auf 9,4 Prozent der Stunden im Berichtszeitraum angestiegen. Solche Marktsituationen traten auch in diesem Berichtsjahr im gesamten Jahresverlauf auf, insb. in Tagesrandstunden im Herbst sowie bei sonnen- und windschwachen Zeiten im Winterhalbjahr. Diese Entwicklung dürfte sich im Zuge der weiteren vollzogenen und geplanten Kraftwerksabschaltungen perspektivisch verstärken.

Unverzichtbarkeit bedeutet Marktmacht – Analyse der Marktmachtverhältnisse anhand des „Residual Supply Index“ (RSI)

- 14 Wie in den vergangenen Jahren werden in dem Bericht für die Marktmachtanalyse verschiedene Indikatoren betrachtet. Die in vielen anderen Märkten aussagekräftige Höhe der Marktanteile ist für die Erfassung der Marktmachtverhältnisse auf dem Stromer Absatzmarkt allerdings nur bedingt geeignet. Gründe hierfür sind die nur sehr eingeschränkte Speicherbarkeit von Strom, eine kurzfristig sehr unelastische Nachfrage sowie

die systemische Bedeutung der Gesamtbedarfsdeckung und mithin die Versorgungssicherheit. Wie auch in der kartellrechtlichen Praxis wird daher in diesem Bericht für die Bewertung der Marktmachtverhältnisse auf dem Stromerstabsatzmarkt auf den Residual Supply Index (RSI) zurückgegriffen. Dieser bemisst im Zeitverlauf, ob und inwieweit die Stromerzeugungskapazitäten eines Unternehmens unverzichtbar für die Deckung der Nachfrage sind.

- 15 Hinsichtlich der verwendeten Daten und der Berechnungsmethodik des RSI baut der vorliegende Bericht auf den in den vorangegangenen Berichten entwickelten Ansätzen auf. Der möglichst zutreffenden Erfassung des ausländischen Wettbewerbspotentials, das der Unverzichtbarkeit inländischer Anbieter und damit deren Marktmacht entgegenwirkt, kommt dabei eine zentrale Bedeutung zu. Seit dem Marktmachtbericht 2019 wurde zur Abbildung des ausländischen Wettbewerbspotentials zunächst angenommen, dass der in 99 bzw. 95 Prozent der Zeit beobachtete höchste Wert der Nettoimporte ständig als latente Erzeugungskapazität aus dem Ausland zur Deckung inländischer Nachfrage zur Verfügung steht (statischer Ansatz). Im Marktmachtbericht 2020 wurde diese Betrachtung durch einen situativen Ansatz ergänzt, der eine den jeweiligen Strombedarf des Auslandes berücksichtigende, differenzierte Betrachtungsweise ermöglicht; dieser Ansatz wurde im Marktmachtbericht 2022 weiterentwickelt. Beide Ansätze wurden auch in diesem Marktmachtbericht verwendet.

Geringeres Ausmaß der Unverzichtbarkeit des führenden Anbieters RWE – Zeiträume der Unverzichtbarkeit aber sehr gut vorhersehbar

- 16 Als zentrales Ergebnis der RSI-Analyse ergibt sich, dass im Rahmen der allgemeinen Marktentwicklung zwar die Zeitanteile, in denen der größte deutsche Stromerzeuger RWE für die Deckung der Nachfrage unverzichtbar war, im Berichtszeitraum in die Nähe der für die Marktbeherrschung angesetzten Vermutungsschwelle abgesunken sind. Für die nächstgrößten Anbieter, LEAG und EnBW, liegen die Werte deutlich unter dieser Schwelle.
- 17 Im Rahmen einer Gesamtbetrachtung ist neben dem konkreten Ausmaß der Unverzichtbarkeit dessen Vorhersehbarkeit für das Bestehen struktureller Marktmacht von zentraler Bedeutung. Das Bundeskartellamt hat hierzu zwei verschiedene multiple Regressionsmodelle angewendet. Die Ergebnisse dieser ökonometrischen Analysen belegen, dass RWE als größter Anbieter auch in der Nähe der Vermutungsschwelle Zeiträume eigener Pivotalität systematisch vorhersehen kann. Die Auswertungen deuten damit in der Gesamtschau auf ein Fortbestehen der strukturellen Marktmacht von RWE im Stromerstabsatzmarkt hin. Ferner ist nicht davon auszugehen, dass das Absinken der pivotalen Zeitanteile von Dauer ist.

Weitere Kraftwerksabschaltungen lassen erneute Verschärfung der Marktmachtverhältnisse befürchten

- 18 Perspektivisch dürfte die wettbewerbliche Bedeutung der verbleibenden dargebotsunabhängigen Kraftwerkskapazitäten der großen deutschen Stromerzeuger für die Deckung der Nachfrage wieder zunehmen. Hintergrund ist der geplante, zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Berichts auch teilweise schon umgesetzte Rückbau dargebotsunabhängiger Kraftwerkskapazitäten. Innerhalb, gegen Ende des Berichtszeitraums und danach wurden insgesamt rund 11,4 GW dargebotsunabhängiger Kraftwerkskapazitäten (wieder-)abgeschaltet; der Löwenanteil geht auf das Auslaufen des Ersatzkraftwerkereithaltungsgesetzes (EKBG) und Stilllegungen im Rahmen des Kohleausstiegs zurück. Bis 2026 sollen im Saldo weitere rund 4,4 GW Kraftwerksleistung abgeschaltet werden. Dem stehen Neubauten und in diesem Zeitraum zu realisierende Neubauprojekte in Höhe von lediglich rund 1,6 GW gegenüber.
- 19 Diese Entwicklung dürfte das Ausmaß der Unverzichtbarkeit der verbleibenden dargebotsunabhängigen Kraftwerke der großen Betreiber steigern. Dies gilt zunächst für RWE, dürfte aber auch für weitere große deutsche Stromerzeuger gelten. Gegenwärtig wird die Marktmachtsituation durch eine vergleichsweise schwache Stromnachfrage gemildert, die auch auf die schleppende konjunkturelle Entwicklung zurückzuführen sein dürfte. Ein Wiederanziehen der Konjunktur hätte voraussichtlich ebenfalls sich verschärfende Marktmachtendenzen zur Folge.

Marktmachtverhältnisse bei Regelenergie

- 20 Aufgrund der gestiegenen Kosten für Systemdienstleistungen im Jahr 2022 und des gestiegenen, durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreises werden in diesem Bericht wie bereits im Marktmachtbericht 2021 Indikatoren für die Marktverhältnisse in den Bereichen der Sekundär- und Minutenregelreserve dargestellt. Hierbei handelt es sich um von den Übertragungsnetzbetreibern beschaffte Systemdienstleistungen zur Sicherung der Stabilität des Stromnetzes.
- 21 Das Bundeskartellamt hat hierzu die in den Daten zur Kraftwerkseinsatzplanung (sog. KWEP-Daten) enthaltenen Informationen zur Regelleistungsvorhaltung ausgewertet. Die Ergebnisse deuten weiterhin auf eine sehr hohe Konzentration in der Sekundärregelreserve hin, insbesondere in positiver Regelrichtung. Auffällig ist hier zudem die herausragende Bedeutung von Pumpspeichieranlagen für die Leistungsvorhaltung. In der positiven Sekundärregelreserve wurden im Berichtszeitraum im Durchschnitt rund 92 Prozent der im Datensatz erfassten Leistungsvorhaltung aus Pumpspeichern gemeldet, in der negativen Sekundärregelung im Durchschnitt rund 84 Prozent.

- 22 Der Anteil des größten Anbieters EnBW an der Leistungsvorhaltung in der positiven Sekundärregelung lag im Berichtszeitraum im Durchschnitt zwischen 35 und 40 Prozent. Zudem besteht eine enge Verbindung zwischen der EnBW und dem zweitgrößten Anbieter, der Illwerke vkw AG (Vorarlberger Illwerke), für welchen die EnBW die Einsatzleitung der Kraftwerke übernimmt. 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 naheliegend, wäre aber noch vertieft und unter Einbeziehung weiterer Faktoren zu prüfen. Aufgrund der in Teilbereichen der Regelreserve sehr hohen Konzentration der Vorhaltung wird das Bundeskartellamt das Preissetzungsverhalten der Anbieter im Bereich der Regelreserven weiterhin genau beobachten.

B. Hintergrund, Ziele und Vorgehensweise

- 23 Die Erstellung des Marktmachtberichtes durch das Bundeskartellamt resultiert aus dessen gesetzgeberischem Auftrag, regelmäßig Berichte über die Wettbewerbssituation bei der Erzeugung elektrischer Energie zu veröffentlichen (§ 53 Abs. 3 Satz 2 GWB).¹ Der Marktmachtbericht ergänzt den von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2019 veröffentlichten Leitfaden für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel.² Während im Leitfaden die wesentlichen kartellrechtlichen Fragen mit Blick auf den Stromer Absatzmarkt, insb. auch zu potentiell missbräuchlichen Verhaltensweisen, adressiert werden, unterstützt der Marktmachtbericht die Selbsteinschätzung der Unternehmen hinsichtlich ihrer Marktposition; dies gilt auch für methodische Weiterentwicklungen.³ Der Marktmachtbericht hat allerdings keine rechtliche Bindungswirkung, auch nicht für die zuständige Beschlussabteilung des Bundeskartellamtes. Er soll den Erzeugungsunternehmen lediglich in Bezug auf die Beurteilung, ob sie als marktbeherrschende Unternehmen im Sinne von § 18 GWB bzw. Art. 102 AEUV als Adressaten der kartellrechtlichen Missbrauchsverbote in Frage kommen, eine Orientierung verschaffen.⁴

¹ Für eine ausführliche Darstellung der Ziele des Marktmachtberichtes siehe BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 11 ff.

² BNetzA und BKartA v. 27. September 2019, Leitfaden für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel, abrufbar https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publication/DE/Leitfaden/Leitfaden_Preisspitzen.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (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. und Leitfaden Missbrauchsaufsicht Rn. 35 ff.

⁴ Regierungsbegründung des Strommarktgesetzes, BT-Drs. 18/7317, S. 134.

- 24 Der vorliegende Marktmachtbericht erscheint wiederum früher als nach der gesetzlich vorhergesehenen Regelfrist von zwei Jahren. Die Notwendigkeit einer aktuelleren Einschätzung der Marktmachtverhältnisse ergibt sich nicht zuletzt aus den erheblichen Entwicklungen auf diesem Markt seit dem letzten Marktmachtbericht, dessen Berichtszeitraum am 31. März 2023 endete.
- 25 Im Jahre 2022 hatten die im Zuge des völkerrechtswidrigen Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine ausgelösten Verknappungen beim Gasangebot zu extremen Preissteigerungen und -schwankungen im Gashandel geführt, welche sich erheblich auf den Stromer Absatzmarkt auswirkten. Insbesondere aufgrund der Vervielfachung der Gaspreise vervielfachten sich auch die Grenzkosten von Gaskraftwerken im Jahr 2022. Da Gaskraftwerke im Spothandel in Spitzenlastzeiten häufig preissetzend sind, führte die Vervielfachung der Gaspreise zu einer Vervielfachung der Börsenpreise für Strom. Zur Eindämmung dieser Effekte und zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit hatte der Gesetzgeber die Laufzeiten von Atom- und Kohlekraftwerken verlängert sowie die Rückkehr konventioneller Reservekraftwerke in den Markt ermöglicht.⁵
- 26 Inzwischen ist es zu einer Entspannung auf den Gasmärkten gekommen und auch die Strompreise sind wieder deutlich gefallen. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen wurde weiter ausgebaut. Jedoch wurde das von Wind und Sonnenstand unabhängige Stromangebot weiter verknappt, indem die Abschaltung der letzten drei Atomkraftwerke am 15. April 2023 den Ausstiegsprozess aus der Stromerzeugung aus Kernenergie in Deutschland abschloss. Die Stromimporte stiegen deutlich an, obwohl zugleich die Stromnachfrage im In- und Ausland noch deutlicher zurückging. Am 31. März 2024 lief das Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz aus und erhebliche, von Wind und Sonnenstand unabhängige Stromerzeugungskapazitäten, die temporär zurückgekehrt waren, verließen wieder den Markt.
- 27 Ein weiterer Grund für die kurzfristigere Berichterstattung sind die aktuellen Entwicklungen im Bereich der Systemdienstleistungen. Die übergreifende Zielsetzung des Marktmachtberichts betrifft grundsätzlich die Wettbewerbsverhältnisse aller Bereiche der Erzeugung elektrischer Energie, also auch die Bereiche der Systemdienstleistungen wie beispielsweise Redispatch und Regenergie. In den Bereichen Sekundärreserve und Minutenreserve der Regenergie hat 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

⁵ Gesetz zur Bereithaltung von Ersatzkraftwerken zur Reduzierung des Gasverbrauchs im Stromsektor im Fall einer drohenden Gasmangellage durch Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften vom 8. Juli 2022. (BGBl. I S. 1054) (Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz); § 7 Abs. 1e AtG.

im Jahr 2022 geändert.⁶ Damit einher ging sowohl ein Wechsel von vierstündigen auf viertelstündliche Zeitscheiben bei der Regelarbeitsbeschaffung als auch ein Wechsel des Vergütungssystems vom Gebotspreis- zum Einheitspreisverfahren beim Abruf von Regelarbeit. Vor dem Hintergrund der nunmehr vorliegenden, ersten Erfahrungen mit den Regelarbeitsmärkten und der genannten, neuerlichen Änderungen beim Marktde-sign stellt der vorliegende Bericht generellere Indikatoren zur inländischen Markt- und Angebotsstruktur dar. Das Bundeskartellamt wird die Entwicklungen der 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.

- 28 Im Folgenden werden zunächst die Marktabgrenzungen im Bereich der Stromerzeugung dargestellt (C.). Darauf aufbauend werden die Wettbewerbsverhältnisse auf dem Stromerstabsatzmarkt untersucht und verschiedene Marktmachtindikatoren ermittelt (D.). Zudem werden die Marktverhältnisse im Bereich der Regelennergie dargestellt (E.). Abschließend erfolgt eine wettbewerbliche Würdigung dieser Ergebnisse (F.).

C. Marktabgrenzungen im Bereich der Stromerzeugung

- 29 Der Bewertung der Wettbewerbssituation im Bereich des Stromerstabsatzmarktes und der Identifikation eventuell bestehender Marktmacht ist die Abgrenzung der jeweils betrachteten, relevanten Märkte vorgelagert. Mit Hilfe der Marktabgrenzung werden diejenigen wettbewerblichen Kräfte erfasst und abgebildet, denen die Anbieter in sachlicher (I.), räumlicher (II.) und zeitlicher Hinsicht (III.) tatsächlich unterliegen und die deren Verhaltensspielraum kontrollieren.

I. Sachliche Marktabgrenzung

1. Stromerstabsatz

- 30 Das Bundeskartellamt grenzt in ständiger Praxis einen sachlich relevanten Markt für den erstmaligen Absatz von Strom mit physischer Erfüllung (Stromerstabsatzmarkt) ab. Das sich daran anschließende Zweitgeschäft der Marktteilnehmer mit Elektrizität im Groß- und Einzelhandel ist zur Vermeidung von Doppelzählungen und mangels Rückwirkungen auf den Erstabsatz nicht Teil des sachlichen Marktes.⁷

⁶ 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.

⁷ BGH, B. v. 11. November 2008, KVR 60/07 – E.ON/Eschwege.

- 31 Stromerzeugungsmengen und -kapazitäten gehören dem Stromerstabsatzmarkt nur insoweit an, als sie zur Befriedigung derselben Nachfrage nach Strom geeignet und daher aus Sicht der Nachfrager austauschbar sind. Diese Voraussetzung ist bei der Stromproduktion zum Eigenverbrauch und der Einspeisung in das Bahnstromnetz (2.), der Regelernergie (3.), Reservekapazitäten (4.) und Redispatch (5.) nicht erfüllt. Aufgrund von europarechtlichen Vorgaben⁸ sind Netzbetreiber, außer bei Festlegung einer entsprechenden Ausnahme durch die BNetzA, außerdem dazu verpflichtet, nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren zu beschaffen. Diese dienen u. a. der Schwarzstartfähigkeit (7.a.), der Momentanreserve (7.b.) und der Blindleistungskompensation (7.c.) und sind ebenfalls nicht dem Stromerstabsatzmarkt zuzurechnen.
- 32 Angebotsseitig werden ferner für die Zwecke dieses Berichtes solche Stromerzeugungsmengen nicht dem Erstabsatzmarkt zugerechnet, die z. B. aufgrund besonderer gesetzlicher Vorgaben grundlegend anderen Markt- und Wettbewerbsbedingungen unterliegen. Diese Voraussetzung ist aufgrund der Ausgestaltung des entsprechenden Förderregimes für die nach dem EEG geförderte Stromerzeugung tendenziell erfüllt. Aufgrund der jüngeren Marktentwicklungen führte das aktuelle Förderregime jedoch dazu, dass einige nach dem EEG geförderte Erzeugungsanlagen, anders als in der Vergangenheit, unmittelbar der Entwicklung der Großhandelspreise ausgesetzt waren. Das Bundeskartellamt hat erneut für die Zwecke des Marktmachtberichts zunächst auf eine Einbeziehung der nach dem EEG geförderten Strommengen in den Erstabsatzmarkt verzichtet, eine solche Einbeziehung aber im Rahmen einer verfeinerten Sensitivitätsanalyse im Hinblick auf den Marktmachtbefund betrachtet.
- 33 Zur Vermeidung von Redispatch von EEG-Anlagen durch Stromnutzung vor Ort ist § 13k EnWG Nutzen statt Abregeln (6.) eingeführt worden. Da die erste Zuteilung von Abregelungsstrommengen erst im Oktober 2024 und damit erst nach dem vorliegenden Berichtszeitraum erfolgt ist, kann die Frage der Einbeziehung der Abregelungsstrommenge im vorliegenden Bericht noch offengelassen werden.

2. Eigenverbrauch und Bahnstrom

- 34 Im Erstabsatzmarkt werden nur solche Strommengen berücksichtigt, die in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden.⁹ Demnach sind Bahnstrom und (nicht-eingespeister, meist industrieller) Eigenverbrauch nicht Teil des Stromerstabsatzmarktes. Sie befriedigen von der allgemeinen Versorgung abzugrenzende Arten von Nachfrage

⁸ Artikel 31 Absatz 6 bis 8 und Artikel 40 Absatz 5 bis 7 i.V.m. Absatz 1 und 4 der Richtlinie (EU) 2019/944.

⁹ BKartA, FB v. 31. Mai 2019, B8-28/19, S. 5 – RWE/E.ON.

und sind daher auch nicht mit den Wettbewerbskräften aus diesem Markt reaktionsverbunden. Dies gilt auch für den kurzfristig steuerbaren Eigenverbrauch insb. aus heimischen Batteriespeichern; ein verbleibender, ergänzender Strombezug ist Teil der Nachfrage auf dem Stromerstabsatzmarkt.

3. Regelenergie

- 35 Manche Kraftwerke, die für die allgemeine Versorgung eingesetzt werden, erbringen (teil- und zeitweise) zudem Regelenergie für die Übertragungsnetzbetreiber bzw. sind dafür zumindest als technisch geeignet präqualifiziert. Durch Regelenergie können die systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber den Saldo aus Einspeisung und Entnahme von Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung kurzfristig und hinreichend genau ausgleichen. Damit soll die Netzfrequenz konstant gehalten und so die Systemstabilität zu jedem Zeitpunkt gesichert werden. Im Falle der Erhöhung der Einspeisung durch Regelenergie 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. Übertragungsnetzbetreiber, die Regelenergie benötigen, können ihren Bedarf auch grundsätzlich nicht im Stromgroßhandel decken, und Preiserhöhungen bei den Regelenergieprodukten haben grundsätzlich nicht zur Folge, dass die nachfragenden Übertragungsnetzbetreiber auf Produkte des Stromgroßhandels ausweichen (können). Regelenergie ist folglich nicht Teil des Stromerstabsatzmarktes.¹⁰
- 36 Für Regelenergie erschiene eine weitere sachliche Marktabgrenzung anhand der Kriterien der Regelenergiequalität und ggf. der Regelrichtung angemessen, wobei ggf. auch Wechselwirkungen zwischen diesen Regelenergiearten zu berücksichtigen wären. Weiter wäre ggf. zwischen Regelleistungsvermarktung und Regelarbeiterbringung zu differenzieren.
- 37 Nachfrager von Regelenergie sind ausschließlich die Übertragungsnetzbetreiber. Diese beschaffen Regelenergie in gesonderten, genau geregelten Auktionen.¹¹ Regelenergie wird in den drei verschiedenen Qualitäten, der innerhalb von 30 Sekunden vollständig zu erbringenden Primärreserve (Frequency Containment Reserve – „FCR“), der innerhalb von fünf Minuten zur Verfügung stehenden Sekundärreserve (automatic Frequency Restoration Reserve – „aFRR“) und der mindestens 15 Minuten konstant abgerufenen

¹⁰ Diese Beurteilung entspricht auch der Entscheidungspraxis der Europäischen Kommission. Vgl. KOM, E. v. 21. Dezember 2022, COMP/M.10713 Rn. 39 ff - RWE/NewCo Eemshaven, KOM, E. v. 31. März 2020, COMP/M.9626 Rn. 21 – PKN Orlen/Energa, KOM, E. v. 15. Juni 2018, COMP/M.8660 Rn. 69 – Fortum/Uniper.

¹¹ 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.

Minutenreserve (manual Frequency Restoration Reserve – „mFRR“), beschafft. FCR wird als symmetrisches Leistungsband beschafft und somit in derselben Höhe für beide Richtungen vorgehalten. Für aFRR und mFRR wird hier zusätzlich nach Regelrichtung (positiv/negativ) unterschieden.

- 38 Im Bereich Regelleistung werden alle drei Regelenergiequalitäten jeweils täglich für sechs vierstündige Produktzeitscheiben ausgeschrieben, für aFRR und mFRR getrennt nach Regelrichtung. Für die aFRR und mFRR wird seit dem 3. November 2020 durch die Einführung sogenannter Regelarbeitsmärkte die Vorhaltung von Regelleistung und die Erbringung von Regularbeit separat ausgeschrieben und bezuschlagt. Bei einem Zuschlag in der Auktion für Regelleistung wird im Unterschied zum Stromgroßhandel bereits die Vorhaltung von Erzeugungsleistung gesondert und explizit¹² vergütet. Strommengen (Regularbeit) werden lediglich im Bedarfsfall durch die Übertragungsnetzbetreiber abgerufen. Eine Vergütung für Regularbeit erfolgt bei aFRR und mFRR nur bei Abruf, bei der FCR werden Regularbeitsabrufe über die gezahlten Leistungspreise implizit abgegolten. Im Unterschied zur Regelleistung wird Regularbeit zudem seit dem 22. Juni 2022 täglich für aFRR und mFRR und jeweils pro Regelrichtung in 96 viertelstündigen Zeitscheiben ausgeschrieben. Während die Kosten für die Vorhaltung der Regelleistung in die Netzentgelte einfließen, werden – vereinfacht – die Kosten für die abgerufene Regularbeit mittels des Ausgleichsenergiepreises denjenigen Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt, 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.
- 39 Um Regelenergie anbieten zu können, müssen Erzeugungsanlagen für die Erbringung der einzelnen Regelenergiearten bei dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber präqualifiziert sein. Das heißt, die Kraftwerksbetreiber müssen über das für den regulären Kraftwerksbetrieb Erforderliche hinaus nachweisen, dass die präqualifizierten Kraftwerke die notwendigen technischen Voraussetzungen zur Erbringung der jeweiligen Regelenergiequalität in der jeweiligen Regelrichtung 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, mFRR wird manuell aktiviert und

¹² Auch im Stromgroßhandel wird Leistung implizit vergütet, da die elektrische Arbeit während des vertraglich bestimmten Zeitraums erbracht werden muss und folglich in diesem Zeitraum auch die zu der Erbringung der Arbeit erforderliche Leistung vorgehalten (und eingesetzt) werden muss.

muss nach 15 Minuten voll abrufbar sein. Zudem unterscheidet sich die Länge des Zeitraums, in dem die Regelernergie bei Abruf durchgehend zur Verfügung stehen muss.¹³

- 40 Die unterschiedlichen Präqualifikationsanforderungen sprechen zunächst für eine sachliche Abgrenzung anhand der Regelernergiequalität, also FCR, aFRR und mFRR. 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 von 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.¹⁴ Zudem unterscheiden sich die tatsächlichen Einsätze technisch präqualifizierter Anlagen für die unterschiedlichen Regelernergiequalitäten und -richtungen aus grundlegenden betriebswirtschaftlichen Gründen, was ebenfalls für eine Behandlung in separaten sachlichen Märkten spricht. 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 mangels Entscheidungserheblichkeit im Ergebnis offen gelassen.¹⁵ Eine solche Unterscheidung scheint weiterhin denkbar, da zumindest aus Nachfragesicht keine Austauschbarkeit zwischen positiver und negativer Regelernergie besteht.
- 41 Bei aFRR bzw. mFRR wären zusätzlich jeweils noch die besondere zweistufige Struktur des Beschaffungsvorgangs durch die Trennung der Auktionen für Regelleistung und Regelarbeit mit je eigenen Regeln zu berücksichtigen. Zwar sind für beide Auktionen je Regelernergiequalität und -richtung dieselben Anlagen präqualifiziert und die mögliche Angebotsstruktur damit identisch. Die jeweiligen beiden, korrespondierenden Ausschreibungen für Regelleistung und Regelarbeit sind aber wegen ihrer zeitlichen Abfolge und ihrer differenzierten Beschaffungsziele nicht gleichartig. Eine gesonderte Betrachtung scheint daher naheliegend. Die Auktionen für Regelleistung sollen jeweils sicherstellen, dass der Bedarf an Regelernergie frühzeitig und unabhängig von der Preisstellung für Regelarbeit gedeckt ist. Der Zuschlag in den Auktionen für Regelleistung erfolgt bereits am Vortag der Erbringung. Die korrespondierenden Auktionen für Regelarbeit dienen hingegen der kurzfristigen Preisfindung für Regelarbeit und implizit der ergänzenden, kurzfristigen Beschaffung von Regelleistung. Die Regelarbeitsauktionen werden in der Regel mit der Veröffentlichung der Ergebnisse der Leistungsauktion eröffnet und enden

¹³ Für eine Übersicht zu den Anforderungen siehe BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2023, S. 136 ff.

¹⁴ Europäische Kommission, Entscheidung vom 26. November 2008, COMP/39.389, Deutscher Regelergiemarkt (E.ON), S. 12.

¹⁵ BKartA, B4-80/17 EnBW/MVV, Rn. 112 ff.

25 Minuten vor Beginn der jeweiligen Produktzeitscheibe¹⁶. Die Ergebnisse der Regelarbeitsauktionen haben folglich keine Rückwirkungen auf die korrespondierenden Regelleistungsauktionen, 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 aus einem bezuschlagten Leistungsgebot die Pflicht folgt, mengengleiche Gebote in den korrespondierenden, zeitlich nachgelagerten Arbeitsauktionen abzugeben; die Anbieter können nur noch den Arbeitspreis ihrer Gebote bis zum Schluss der Arbeitsauktionen anpassen. Zusätzlich können in den Arbeitsauktionen weitere Angebote abgegeben werden, die nicht auf einem Zuschlag in der Leistungsauktion basieren (freie Gebote); sie erhalten keinen Leistungspreis.

4. Reservekapazitäten

- 42 Etliche Stromerzeugungskapazitäten sind bzw. waren im Berichtszeitraum der Netzreserve,¹⁷ der Sicherheitsbereitschaft¹⁸ oder der Kapazitätsreserve¹⁹ zugeordnet oder stellen besondere netztechnische Betriebsmittel dar.²⁰ Gemeinsames Charakteristikum dieser Kapazitäten ist, dass sie grundsätzlich vom Stromerstabsatzmarkt ausgeschlossen sind, der allgemeinen Versorgung mit Strom allenfalls in Sondersituationen dienen und dann auch nicht im Wettbewerb mit anderen Stromerzeugungseinheiten stehen. Sie üben daher keinen Wettbewerbsdruck auf am Markt tätige Stromerzeugungseinheiten aus und sind folglich ebenfalls nicht Teil des Stromerstabsatzmarktes. Reservekraftwerke, welche (temporär) in den Stromerstabsatzmarkt zurückkehren, sind für diesen Zeitraum dem Stromerstabsatzmarkt wieder zuzurechnen.

5. Redispatch

- 43 Kraftwerke, die grundsätzlich im wettbewerblichen Erstabsatz für die allgemeine Versorgung eingesetzt werden, unterliegen besonderen gesetzlichen Anforderungen, die ihre Fahrweise zeitweilig beeinflussen können. So haben in den vergangenen Jahren Anlagen, die grundsätzlich am Erstabsatzmarkt eingesetzt werden, in relevantem Umfang auf Anweisung der Übertragungsnetzbetreiber Redispatch erbracht. Redispatch be-

¹⁶ Eine Produktzeitscheibe hat im Bereich Regelarbeit eine Produktdauer von 15 Minuten und orientiert sich am Viertelstundenraster, beginnend täglich um 0:00 Uhr.

¹⁷ § 13d EnWG mit Netzreserveverordnung vom 27. Juni 2013 (BGBl. I S. 1947), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist.

¹⁸ § 13g EnWG.

¹⁹ § 13e EnWG mit Kapazitätsreserveverordnung vom 28. Januar 2019 (BGBl. I S. 58), die zuletzt durch Artikel 8a des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist.

²⁰ § 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.

zeichnet 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.

- 44 Bei der Erbringung von Redispatch handelt es sich um vom Übertragungsnetzbetreiber vorgenommene Eingriffe in die markt- und wettbewerbsorientierte Kraftwerkssteuerung. Für die Erfassung der Marktmachtverhältnisse auf dem Stromer Absatzmarkt kommt es daher nicht auf die tatsächliche Fahrweise eines Kraftwerks nach einer Anordnung von Redispatch an, sondern auf die geplante, marktliche Fahrweise. Die Frage, ob es sich bei Redispatch um eigenständige Märkte im kartellrechtlichen Sinne handelt,²¹ kann hierbei für die Zwecke des Marktmachtberichts offengelassen werden.

6. „Nutzen statt Abregeln“

- 45 Durch den neu eingeführten § 13k EnWG soll die Menge an Strom aus erneuerbaren Energien, die aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz abgeregelt wird, reduziert werden.²² In Situationen mit ansonsten vorhersehbar hoher Abregelung von Strom aus erneuerbaren Energien sollen zuschaltbare Lasten eingesetzt werden, um durch zusätzlichen Verbrauch die Abregelung von erneuerbaren Energien zu verringern.
- 46 Gemäß § 13k Abs. 2 Satz 2 EnWG bestimmen die ÜNB die stündlichen Strommengen aus EE-Anlagen, die voraussichtlich wegen strombedingter Engpässe im Übertragungsnetz reduziert werden müssten („Abregelungsstrommengen“). Dies erfolgt frühestens zwei Tage und spätestens zwei Stunden vor Handelsschluss der gekoppelten Day-Ahead-Auktion, d. h. spätestens bis 10:00 Uhr des Vortages für den Folge- d.h. Liefertag. Das Konzept ist, Abregelungsstrommengen teilnahmeberechtigten Verbrauchern innerhalb der Netzengpassregion für zusätzlichen Verbrauch zuzuteilen. Gemäß § 13k Abs. 3 EnWG sind ausschließlich zusätzliche, zuschaltbare Lasten in durch BNetzA-Festlegung definierten Entlastungsregionen teilnahmeberechtigt.²³
- 47 Teilnehmer beschaffen die ihnen zugeteilten Abregelungsstrommenge selbst am Spotmarkt. Diese marktliche Ausgleichsbeschaffung der Teilnehmer führt zu einer Erhöhung der Stromnachfrage am Spotmarkt und damit einer Bezuschlagung weiterer Kraftwerkskapazitäten. Sofern die zusätzlich angereizte Erzeugung jenseits des Netzengpasses erbracht wird, wirkt sie unmittelbar engpassentlastend. Daher kann dieses Instrument

²¹ Vgl. BKartA, B. v. 13. Dezember 2017, B4-80/17, Rn. 124 ff. – EnBW/MVV.

²² BT-Drs. 20/9187, S. 145.

²³ Für eine Definition der Zusätzlichkeitskriterien siehe BNetzA, E. v. 28.06.2024, Az. 4.12.05.04/1.

den Bedarf an positivem Redispatch reduzieren. Insoweit sind vom ÜNB angeordnete positive Redispatchmaßnahmen dann nicht mehr notwendig. Neben inländischen Kraftwerken kann die durch entsprechende Maßnahmen angereizte zusätzliche Marktnachfrage auch von ausländischen Erzeugern gedeckt werden und damit zu einer Erhöhung der Importe führen.

- 48 Durch die zusätzliche Nachfrage der Teilnehmer steigt die Nachfrage nach Strom am Spotmarkt. Hierbei stellt sich die Frage, inwiefern die zusätzlich durch § 13k Abs. 3 EnWG angereizte Stromnachfrage im Spotmarkt bzw. die zusätzlich bezuschlagte Stromerzeugung dem Stromerstattungsmarkt zuzurechnen ist. Für den vorliegenden Marktbericht kann diese Frage allerdings offengelassen werden, da die erste Zuteilung von Abregelungsstrommengen erst nach Ende des Berichtszeitraums erfolgt ist.
- 49 Aus Sicht von Anbietern ist die Ausgleichsbeschaffung der Teilnehmer am Spotmarkt nicht von regulärer Stromnachfrage zu unterscheiden. Prinzipiell wäre es zwar möglich, vom Stromverbrauch zeitpunktscharf die Höhe der Ausgleichsbeschaffung abzuziehen. Allerdings dürfte es aufgrund der Ersatzbeschaffung über den Spotmarkt nicht ohne weiteres möglich sein, zuzuordnen, in welchen Kraftwerken die Ausgleichsbeschaffung erbracht wurde. Daher dürfte es für die Erfassung der Marktverhältnisse auf dem Stromerstattungsmarkt künftig sachgerecht sein, die Ausgleichsbeschaffung dem Erstattungsmarkt zuzurechnen.
- 50 Durch die erhöhte Marktnachfrage stünde dann konzeptionell einem unveränderten Kraftwerkspark eine erhöhte Nachfrage gegenüber. Daher könnte die Ausgleichsbeschaffung theoretisch leichte Auswirkungen auf den RSI als Marktindikator im Stromerstattungsmarkt haben. Entscheidungserhebliche Auswirkungen auf den RSI als Marktindikator im Stromerstattungsmarkt sind allerdings praktisch nicht zu erwarten. Negativer Redispatch von EEG-Anlagen tritt überwiegend bei erheblicher Einspeisung von EEG-Anlagen auf. Daher sind Zeiträume mit hohen Abregelungsstrommengen keine Zeiträume, in denen sich eine leichte Erhöhung der Nachfrage entscheidungserheblich auf die Pivotalität eines Unternehmens auswirken dürfte.

7. Nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen

- 51 Für einen effizienten und sicheren Betrieb des Stromsystems sind weitere sog. nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen erforderlich. Diese dienen u. a. der

Schwarzstartfähigkeit (a), der Momentanreserve (b) und der Blindleistungskompensation (c). Aufgrund von europarechtlichen Vorgaben²⁴ sind Netzbetreiber dazu verpflichtet, diese nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren zu beschaffen, sofern die BNetzA keine entsprechende Ausnahme festlegt.

- 52 Die transparente, diskriminierungsfreie und marktgestützte Beschaffung der jeweiligen Systemdienstleistungen befindet sich derzeit in verschiedenen Stadien der Umsetzung. Während die BNetzA derzeit für Momentanreserve noch das Beschaffungskonzept festlegt,²⁵ laufen für Schwarzstartfähigkeit bereits die ersten Beschaffungsverfahren.²⁶
- 53 Im Folgenden werden erste Überlegungen zur möglichen Abgrenzung relevanter Märkte für nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen in sachlicher, räumlicher und zeitlicher Hinsicht vorgestellt. Der Fokus der Betrachtung liegt dabei auf Wechselwirkungen mit dem Stromerstabsatzmarkt. Die betrachteten nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen dürften vor diesem Hintergrund nicht dem Stromerstabsatzmarkt zuzurechnen sein.

a) Schwarzstartfähigkeit

- 54 Schwarzstartfähigkeit bezeichnet die Fähigkeit einer Stromerzeugungsanlage (inkl. Speicher) ohne Zufuhr elektrischer Energie von außen einen vorgegebenen Netzabschnitt aus einem vollständig abgeschalteten Zustand, d. h. praktisch nach einem Stromausfall („blackout“), innerhalb eines festgelegten Zeitraums wieder unter Spannung zu setzen und die Spannung und Frequenz in gewissen Grenzen stabil zu halten. Hierzu sind nur bestimmte Kraftwerke in der Lage.
- 55 Daher beschaffen die ÜNB als Vorsorgemaßnahme für den Fall eines großflächigen Stromausfalls Schwarzstartfähigkeit von Kraftwerken und Speichern.²⁷ Die Abgrenzung des sachlichen Marktes für Schwarzstartfähigkeit orientiert sich an der Nachfrage durch die ÜNB, die wiederum auf dem Netzwiederaufbaukonzept und den technischen Anforderungen an schwarzstartfähige Anlagen basiert.
- 56 Wechselwirkungen mit dem Stromerstabsatzmarkt ergeben sich dann, wenn durch die Vorhaltung von Schwarzstartfähigkeit die Fahrweise bzw. die Vermarktungsmöglichkei-

²⁴ Art. 31 Abs. 6 bis 8 und Art. 40 Abs. 5 bis 7 i.V.m. Abs. 1 und 4 der Richtlinie (EU) 2019/944, ABl. L 158 v. 14.06.2019, S. 125.

²⁵ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2023/BK6-23-010/BK6-23-010_zweite_konsultation.html?nn=875510 (zuletzt aufgerufen im September 2024).

²⁶ <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Versorgungswiederaufbau/Marktgest%C3%BCtzte-Beschaffung-von-Schwarzstartf%C3%A4higkeit> (zuletzt aufgerufen im September 2024).

²⁷ BNetzA, BK6-21-023, B. v. 13.01.2023.

ten von Kraftwerken oder Speichern eingeschränkt werden. Bei thermischen Kraftwerken dürfte tendenziell jedoch keine Einschränkung auftreten. Die zusätzliche Bevorratung mit Brennstoffen schränkt ein thermisches Kraftwerk nicht in seiner Fahrweise im Regelbetrieb ein (z. B. Brennstoffreserve). Pumpspeicher und Batteriespeicher hingegen müssen einen Teil ihrer Speicherkapazität blockieren, um für Schwarzstartfähigkeit gesichert Leistung über die vom Netzbetreiber geforderte Mindestdauer der Leistungserbringung im Schwarzstartfall bereitzustellen. Die für Schwarzstartfähigkeit reservierten Kapazitäten der Speicher stehen dann weder dem Stromer Absatzmarkt noch anderen Systemdienstleistungen wie z. B. Regelenergie zur Verfügung.

- 57 In einem eigenen Markt für Schwarzstartfähigkeit könnten Anbieter von schwarzstartfähigen Kraftwerken über Marktmacht in den Ausschreibungen für die Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit verfügen, wenn sie innerhalb einer Beschaffungsregion unverzichtbar für die Deckung der Schwarzstartfähigkeit sind. Das Bundeskartellamt wird daher die Wettbewerbsverhältnisse bei der marktlichen Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit weiter beobachten.

b) Momentanreserve

- 58 Momentanreserve („Trägheit der lokalen Netzstabilität“) bezeichnet die verzögerungsfreie Einspeisung bzw. Entnahme von elektrischer Energie, um so Frequenzänderungen entgegenzuwirken. Sie ist der Regelenergie zeitlich vorgelagert und gehört ebenfalls zu den zentralen Mechanismen der Frequenzhaltung und mithin der Netzstabilität. Historisch haben die Übertragungsnetzbetreiber Momentanreserve v. a. aus Großkraftwerken beschafft. Derzeit konsultiert die Bundesnetzagentur ein neues Marktdesign, um die europarechtlichen Vorgaben einer transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung umzusetzen.²⁸
- 59 Je nach verwendeter Technologie können Kraftwerke durch die Vorhaltung und Einspeisung von Momentanreserve in ihrer Fahrweise eingeschränkt werden. Synchronmaschinen, bei denen die rotierende Masse des Generators mit dem Netz synchron rotiert, erbringen automatisch Momentanreserve, indem bei Frequenzänderungen elektrische Energie aus der bzw. in Rotationsenergie umgewandelt wird; so wirkt kurzfristig zusätzliche Leistung der Frequenzänderung entgegen. Synchronmaschinen sind daher durch die Vorhaltung von Momentanreserve nicht in ihrer regulären Fahrweise eingeschränkt und können unverändert am Stromer Absatzmarkt bzw. für andere Systemdienstleis-

²⁸ BNetzA, BK6-23-010. Der Entwurf des Beschaffungskonzeptes ist abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2023/BK6-23-010/BK6-23-010_zweite_konsultation.html?nn=875510 (zuletzt abgerufen im September 2024).

tungen vermarktet werden. Die Installation zusätzlicher Schwungmasse könnte zu leichten Veränderungen der möglichen Kraftwerksfahrweise führen, z. B. zu weniger steilen Rampen in Folge der höheren Massenträgheit. Im Gegensatz zu Synchronmaschinen können umrichterbasierte Anlagen, v.a. Batteriespeicher, durch die Vorhaltung von Momentanreserve in ihrer Fahrweise eingeschränkt werden (z. B. hinsichtlich der vermarkteten Leistung und der nutzbaren Speicherkapazität). Soweit Kapazitäten umrichterbasierter Anlagen für Momentanreserve blockiert sind, stehen sie weder dem Erstabsatzmarkt noch anderen Systemdienstleistungen wie der Regelenergie zur Verfügung.

- 60 Die Abgrenzung des sachlichen Marktes für Momentanreserve orientiert sich an der Nachfrage durch die Netzbetreiber, die wiederum auf dem zugehörigen Beschaffungskonzept und den technischen Regelwerken basiert. In einem ggf. separat abzugrenzenden Markt für Momentanreserve könnten Anbieter über Marktmacht bei der regionalen Vermarktung von Momentanreserve verfügen. Das künftige Beschaffungskonzept für Momentanreserve wird derzeit noch konsultiert und ist noch nicht von der Bundesnetzagentur festgelegt worden. Das Bundeskartellamt wird die Entwicklungen bei der Beschaffung von Momentanreserve jedoch weiter beobachten.

c) Blindleistung

- 61 Vereinfacht dargestellt ist Blindleistung die erforderliche Leistung, um die elektrischen und magnetischen Felder, die die Stromleiter (z. B. Leitungen, Transformatoren, Schaltanlagen) in einem Wechselstromnetz umgeben, auf- und abzubauen. Sie wird zum Zweck der Spannungshaltung gezielt von den Netzbetreibern eingesetzt, um Blindleistungsvorgänge im Netz auszuregulieren und dafür zu sorgen, dass die Netzspannung innerhalb der betrieblichen Spannungsbänder bleibt.
- 62 Betreiber von Hoch- und Höchstspannungsnetzen beschaffen Blindleistung in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren.²⁹ Sofern Kraftwerke durch die Vermarktung von Blindleistung in ihrer Fahrweise eingeschränkt werden (z. B. geringere Einspeisung von Wirkleistung möglich), steht dem Erstabsatzmarkt und anderen Systemdienstleistungen daher nur diejenige Kapazität der Anlagen zur Verfügung, die nicht bereits durch die Bereitstellung von Blindleistung blockiert wird.
- 63 Da Blindleistung nur sehr eingeschränkt transportiert werden kann, könnten Anbieter von Blindleistung über Marktmacht bei der Bereitstellung von Blindleistung verfügen. Das Bundeskartellamt wird daher die marktliche Beschaffung von Blindleistung weiterhin beobachten.

²⁹ BNetzA, BK6-23-072, B. v. 25.06.2024.

8. Nach EEG geförderte Strommengen

- 64 In früheren Berichtszeiträumen waren die nach dem EEG geförderten Strommengen entsprechend den Marktbedingungen und im Zusammenspiel mit den Wirkungen der Förderbedingungen nach dem EEG nicht in den Stromer Absatzmarkt einzubeziehen. Aufgrund von Änderungen bei der EEG-Förderung neuer Anlagen und dem ausgeprägten Anstieg der Stromgroßhandelspreise in Folge des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine hat das Bundeskartellamt im Marktmachtbericht 2022 ausführlich überprüft, ob für die Marktmachtanalyse eine getrennte Betrachtung der nach dem EEG geförderten Stromerzeugung weiterhin sachgerecht war.
- 65 Für den vom Marktmachtbericht 2022 abgedeckten Zeitraum von Oktober 2021 bis März 2023 kam das Bundeskartellamt hierbei zum Ergebnis, für die Zwecke des Marktmachtberichts zunächst weiterhin von einer Abgrenzung des Stromer Absatzmarktes ohne jede Einbeziehung EEG-geförderter Anlagen auszugehen. Um die möglichen Effekte einer Einbeziehung EEG-geförderter Anlagen auf den Marktbeherrschungsbefund für die betroffenen Unternehmen transparent zu machen, wurde jedoch eine Sensitivitätsbetrachtung unter pauschaler, vollständiger Einbeziehung EEG-geförderter Anlagen mit einigen vereinfachenden Annahmen angestellt. Im Ergebnis konnte im Marktmachtbericht 2022 die genaue Marktabgrenzung, also die Einbeziehung (ggf. einzelner) EEG-geförderter Anlagen in den Stromer Absatzmarkt, offengelassen werden. Denn unter den Marktbedingungen im Zeitraum von Oktober 2021 bis März 2023, insb. dem Großhandelspreisniveau und den Anteilen der großen Erzeugungsunternehmen an der EEG-geförderten Stromerzeugung, konnte sich die Frage der Einbeziehung nicht entscheidend auf den Marktmachtbefund auswirken.
- 66 Für den vorliegenden Marktmachtbericht kann die genaue Marktabgrenzung, also die Frage der Einbeziehung (ggf. einzelner) EEG-geförderter Anlagen in den Stromer Absatzmarkt, wiederum offengelassen werden. Unter den aktuellen Marktbedingungen, insb. dem wieder gesunkenen Großhandelspreisniveau und den Marktanteilen der großen Erzeugungsunternehmen an der EEG-geförderten Stromerzeugung, wirkt sich die Frage der Einbeziehung EEG-geförderten Stroms erneut nicht entscheidend auf den Marktmachtbefund aus.

a) Frühere Marktabgrenzungspraxis

- 67 In seiner früheren Entscheidungspraxis hat das Bundeskartellamt nach dem EEG geförderte Strommengen nicht dem Stromer Absatzmarkt zugerechnet. Zwar waren und sind nach dem EEG geförderte Strommengen aus Nachfragesicht ein perfektes Substitut für ohne solche Förderung erzeugten Strom, jedoch schafften die Förderregime des EEG

besondere wettbewerbliche Bedingungen. Unter den Marktbedingungen früherer Berichtszeiträume führte dieses Förderregime dazu, dass sich die Erlöse für den Erstabsatz von nach dem EEG geförderte Strommengen ganz überwiegend nicht nach Angebot und Nachfrage im allgemeinen Stromhandel, sondern nach den Regeln des EEG bestimmten. Hierdurch wurde die Vermarktung von nach dem EEG geförderten Strommengen von den Wettbewerbskräften im Stromgroßhandel weitgehend entkoppelt.

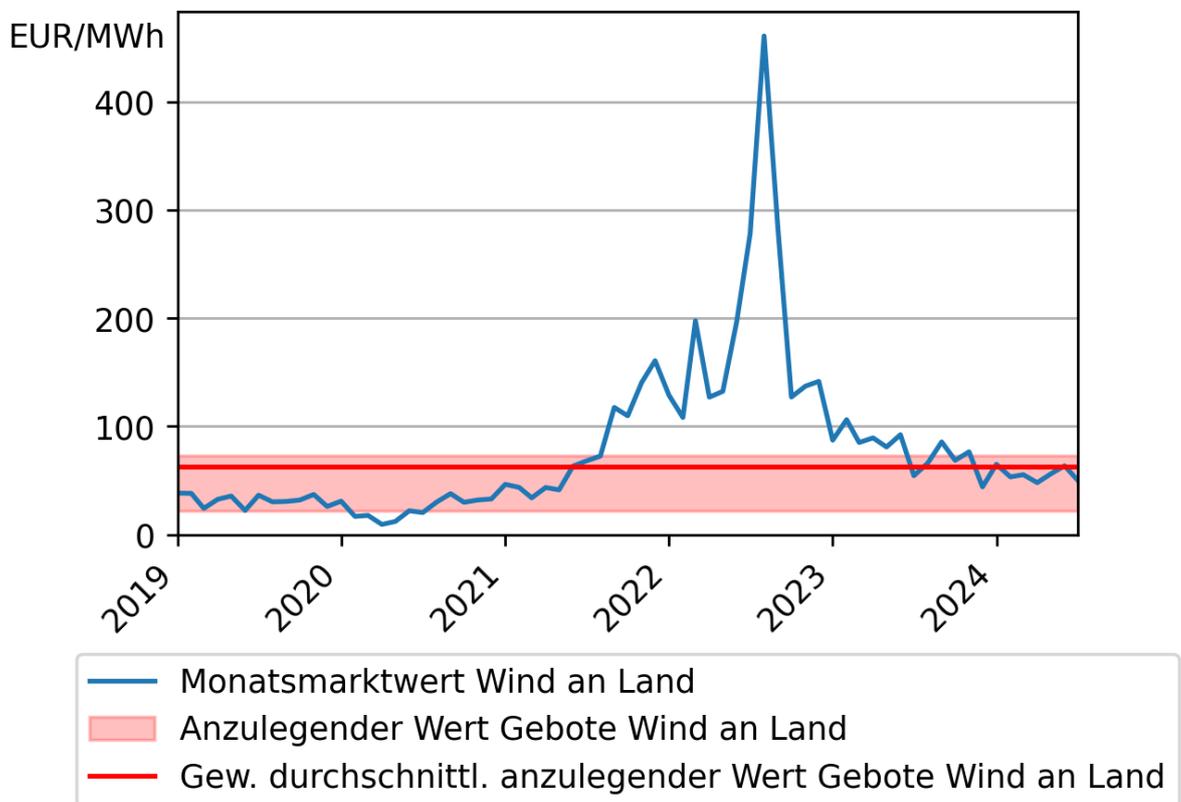
- 68 Die Entkopplung von den Wettbewerbskräften galt in der Vergangenheit für die gesamte nach dem EEG geförderte Stromerzeugung. In der Festvergütung gilt dies generell und unverändert. In der Direktvermarktung bewirkte in der Vergangenheit das Zusammenspiel zwischen den Strom-Großhandelspreisen einerseits und den monatlich rückwirkend und technologiespezifisch berechneten und dem EEG-Anlagen-Betreiber zusätzlich gewährten Marktprämien für die EEG-Erzeugung andererseits, dass der Gesamterlös einer durchschnittlichen EEG-Anlage immer jeweils deren anzulegendem Wert entsprach. In den vergangenen Berichtszeiträumen hatte die gewährte Marktprämie in der ganz überwiegenden Zahl der Fälle und Zeiträume einen Wert größer Null. Die Marktprämie führte daher in einer ganz überwiegenden Zahl von Zeiträumen zu einer nahezu vollständigen Isolation der Erlössituation direktvermarkteter EEG-Anlagen von den Marktpreisen. Nicht-geförderte EEG-Anlagen spielten in der Vergangenheit eine zu vernachlässigende Rolle.

b) Entwicklungen auf Grund von zwischenzeitlich gestiegenen Stromgroßhandelspreisen und Änderungen bei der EEG-Förderung

- 69 In Folge der Preissteigerungen im Stromgroßhandel im Zuge des völkerrechtswidrigen Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine traten erhebliche Veränderungen des Marktfeldes ein. Dies hatte erhebliche Auswirkungen auf die Struktur der Erlösströme direktvermarkteter Anlagen. Steigende Großhandelspreise und damit steigende Monatsmarktwerte haben im Vorlauf und nach Beginn des völkerrechtswidrigen Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine dazu geführt, dass eine erhebliche Anzahl an EEG-Anlagen in der Direktvermarktung keine Förderung mehr erhalten haben. Hierdurch haben diese Anlagen von steigenden Marktpreisen profitiert. Folglich gibt es erstmals im Berichtszeitraum des Marktmachtberichts 2022 eine nicht unerhebliche Anzahl von EEG-geförderten Anlagen, die von Preissteigerungen im Stromgroßhandel nicht mehr isoliert gewesen wären, sondern vielmehr profitiert hätten.
- 70 Seit Veröffentlichung des letzten Marktmachtberichts im August 2023 ist das Großhandelspreisniveau für Strom wieder spürbar gesunken und damit sanken auch die Monatsmarktwerte. Die zwischenzeitlich gesunkenen Spotmarktpreise zeigen sich auch in den

Jahresmarktwerten für 2023.³⁰ Damit dürfte für einen Teil der EEG-Anlagen in der Direktvermarktung die Förderung durch eine positive Marktprämie (wieder) praktisch wirksam werden. Andere Anlagen mit niedrigen anzulegenden Werten dürften, ggf. in einzelnen Monaten mit einem hohen Monatsmarktwert, weiterhin keine finanzielle Förderung erhalten. Die weitere Entwicklung der Großhandelspreise ist naturgemäß unsicher. Die gegenwärtigen Future-Preise³¹ lassen indes erwarten, dass die Großhandelspreise auch in absehbarer Zeit die bekannten anzulegenden Werte einiger bestehender und noch zu realisierender EEG-Anlagen in der Direktvermarktung übersteigen werden. Daher ist anzunehmen, dass solche Anlagen vorerst keine Marktprämie erhalten werden und folglich von Preissteigerungen im Stromgroßhandel profitieren.

Abbildung 1: Monatsmarktwerte und anzulegende Werte Windkraftanlagen an Land



Die blaue Kurve zeigt die Entwicklung des Monatsmarktwertes von Januar 2019 bis Juli 2024. Die rote Fläche zeigt die Spanne der anzulegenden Werte von Windkraftanlagen an Land an einem Referenzstandort im Ausschreibungszeitraum 01.05.2017 – 01.05.2024. Die rote Linie markiert hierbei den mengengewichteten Durchschnitt des anzulegenden Wertes in diesem Zeitraum.

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von veröffentlichten Ausschreibungsergebnissen der Bundesnetzagentur und Daten zum Monatsmarktwert von [netztransparenz.de](https://www.netztransparenz.de).

³⁰ Abrufbar unter <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/Marktpr%C3%A4mie/Marktwert%C3%BCbersicht> (zuletzt aufgerufen im September 2024).

³¹ Z. B. EEX German Power Futures Base Cal-25 bis Cal-28 notierten am 15.10.2024 zwischen ca. 70 und ca. 90 €/MWh.

- 71 Abbildung 1 zeigt exemplarisch die Entwicklung des technologiespezifischen Monatsmarktwerts für Wind an Land im Verhältnis zu den in Ausschreibungen ermittelten anzulegenden Werten für Windkraftanlagen an Land an einem Referenzstandort. Die hellrote Fläche zeigt die Spanne der anzulegenden Werte für Windkraftanlagen an Land, die in Ausschreibungen zwischen dem 01.05.2017 und dem 01.05.2024 bezuschlagt wurden. Die dunkelrote Linie zeigt den mengengewichteten Durchschnitt des anzulegenden Wertes in diesem Zeitraum. Bis Sommer 2021 lag der Monatsmarktwert unter dem aus den letzten Jahren bis heute ermittelten Durchschnitt der in den Ausschreibungen ermittelten anzulegenden Werte.³² Folglich waren solche direktvermarkteten Anlagen durch die positive Marktprämie von Veränderungen der Großhandelspreise isoliert. Im Vorlauf und nach Beginn des völkerrechtswidrigen Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine haben steigende Großhandelspreise und damit steigende Monatsmarktwerte dazu geführt, dass alle in den oben dargestellten Ausschreibungen bezuschlagten Windkraftanlagen an Land bezogen auf den Referenzstandort keine Förderung mehr erhalten hätten und mindestens in weiten Teilen, unter Berücksichtigung der jeweiligen Standortgüte, auch keine Förderung erhalten haben. Hierdurch profitierten diese Anlagen von steigenden Marktpreisen. Zwischenzeitlich sind die Großhandelspreise und damit auch die Monatsmarktwerte für Wind an Land wieder gesunken. Damit gibt es einige Windkraftanlagen, die von Preissteigerungen der Großhandelspreise (wieder) isoliert sind, während Anlagen mit niedrigen anzulegenden Werten nach wie vor von steigenden Großhandelspreisen profitieren.
- 72 Die gleichen Überlegungen zu den Auswirkungen der erheblich gestiegenen Großhandelspreise auf die Erlöschancen gelten grundsätzlich auch in Bezug auf die übrigen Gruppen von direktvermarkteten Anlagen und unabhängig davon, ob deren anzulegender Wert im Rahmen einer Ausschreibung ermittelt worden ist. Folglich gibt es weiterhin eine nicht unerhebliche Anzahl von EEG-geförderten Anlagen, die von Preissteigerungen im Stromgroßhandel profitieren würden.
- 73 Außerdem wurden in den letzten Jahren die Fördermöglichkeiten nach dem EEG weiterentwickelt und die sonstige Direktvermarktung wurde zunehmend praktisch wirksam, auch für ausgeförderte Anlagen. Die Höhe des Mieterstromzuschlages ist in § 48a EEG gesetzlich festgelegt. Diese Vermarktung erfolgt ebenso völlig losgelöst von den allgemeinen Marktbedingungen im Stromgroßhandel, wie bei der festen Einspeisevergütung. Innovationsausschreibungen nach § 39n EEG führen zu einer Förderung mittels einer

³² Dies stellt eine hypothetische Betrachtung dar, um die in Ausschreibungen realisierten anzulegende Werte von Windkraftanlagen mit historischen Monatsmarktwerten zu vergleichen. In die Betrachtung gehen die anzulegende Werte aller in Ausschreibungen zwischen dem 01.05.2017 und dem 30.04.2024 bezuschlagten Gebote ein, nicht nur jeweils solcher Anlagen, die in einem gegebenen Monat bereits in Betrieb waren.

neuartigen Marktprämie, die als zahlenmäßig fixierter Aufschlag weitgehend unabhängig vom Marktpreisniveau für veräußerte Strommengen bezahlt wird. Weiter fallen in zunehmender Anzahl alte EEG-Anlagen nach Ablauf der 20-jährigen Förderdauer in die sonstige Direktvermarktung und gehören schon nicht mehr dem Kreis der EEG-geförderten Anlagen außerhalb des Stromer Absatzmarktes an. Zudem werden zunehmend einzelne Projekte, z.B. einige Solarparks, bereits außerhalb der finanziellen Förderung des EEG in der sonstigen Direktvermarktung realisiert und speisen mittlerweile Strom ein.³³

c) Implikationen für die sachliche Marktabgrenzung

- 74 Ob die in einer bestimmten Produktionsanlage erzeugten Strommengen einem sachlichen Markt zuzuordnen sind, hier also, ob der Strom aus einer bestimmten EEG-Anlage dem Stromer Absatzmarkt zugehörig ist, entscheidet sich danach, ob ihre Vermarktung mit diesem Markt reaktionsverbunden ist. Unter den aktuellen und den derzeit absehbaren Marktbedingungen kann diese Frage jedenfalls nicht mehr ohne weitere Differenzierungen unter Verweis auf die umfassende Kategorie der EEG-Förderung beantwortet werden. So gelten die Überlegungen zum Ausschluss der festvergüteten EEG-Anlagen vom Stromer Absatzmarkt unverändert und auch für den neuen Mieterstromzuschlag. Auch sind die Überlegungen zur Direktvermarktung³⁴ weiterhin grundsätzlich einschlägig. Denn solche direktvermarkteten Anlagen sind weiterhin von den Großhandelspreisen isoliert, deren Monatsmarktwert den anlagenspezifischen anzulegenden Wert unterschreitet. Änderungen der Großhandelspreise, und damit auch ggf. durch Kapazitätszurückhaltung verursachte Preissteigerungen, werden für solche Anlagen durch die Anpassung ihrer Marktprämie absorbiert. Im derzeitigen Marktumfeld, bei den gegenwärtigen Großhandelspreisen, ist dieses Kriterium für eine nicht unerhebliche Anzahl von Anlagen nicht mehr erfüllt. Angesichts der derzeit nach der Entwicklung der Preise auf den Terminmärkten zu erwartenden, zukünftigen Großhandelspreisen ist eine Änderung dieses Grundbefundes zumindest derzeit nicht absehbar. Allerdings verdeutlicht die in Abbildung 1 ersichtliche volatile Entwicklung der Großhandelspreise, dass ein genauer Befund in Bezug auf einzelne, direktvermarktete Anlagen unsicher ist. Für Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung und für Anlagen aus den neuen Innovationsausschreibungen gilt schon grundsätzlich, dass sie unmittelbar den Marktkräften aus den Großhandelspreisen ausgesetzt sind.

³³ Beispielsweise wurde Deutschlands größter Solarpark ohne finanzielle Förderung über das EEG errichtet, vgl. <https://www.moveon-energy.de/energiepark-witznitz/> (zuletzt aufgerufen am 06.08.2024).

³⁴ BKartA, Marktmachtbericht 2020, Rn. 30 f.

- 75 Für die Zwecke des vorliegenden Marktmachtberichts hat es sich daher angeboten, wie im Marktmachtbericht 2022 erneut zunächst weiterhin von einer Abgrenzung des Stromer Absatzmarktes ohne jede Einbeziehung EEG-geförderter Anlagen auszugehen. Um die möglichen Effekte einer Einbeziehung EEG-geförderter Anlagen auf den Marktbeherrschungsbefund für die betroffenen Unternehmen transparent zu machen, wurde erneut eine Sensitivitätsbetrachtung unter pauschaler, vollständiger Einbeziehung EEG-geförderter Anlagen mit einigen vereinfachenden Annahmen angestellt. Die relevanten Marktbedingungen werden insbesondere vom schwankenden Dargebot von Wind und Sonne sowie von der gegenwärtigen Eigentumsstruktur an nach dem EEG geförderten Erzeugungsanlagen bestimmt. Da die Marktmachtverhältnisse auf dem Stromer Absatzmarkt am besten durch den Grad der Unverzichtbarkeit eines Anbieters und dessen Erzeugungsanlagen für die Deckung der Stromnachfrage (RSI-Index³⁵) erfasst werden, wird die faktische Wirkung der Stromerzeugung in EEG-geförderten Anlagen, d.h. die Verdrängung von in anderen, insbesondere dargebotsunabhängigen konventionellen Erzeugungsanlagen erzeugten Stroms bei der Deckung der Stromnachfrage ohnehin bereits indirekt erfasst und zu einem erheblichen Teil abgebildet. Daher wirkt sich die direkte Einbeziehung von EEG-Strom in der Sensitivitätsanalyse im vorliegenden Berichtszeitraum nicht entscheidungserheblich auf den Marktmachtbefund aus.
- 76 Im Ergebnis kann die genaue Markt abgrenzung, also die Einbeziehung (ggf. einzelner) EEG-geförderter Anlagen in den Stromer Absatzmarkt, vorliegend wiederum offengelassen werden. Unter den aktuellen Marktbedingungen, insb. dem wieder gesunkenen Großhandelspreisniveau und den Marktanteilen der großen Erzeugungsunternehmen an der EEG-geförderten Stromerzeugung, wirkt sich die Frage der Einbeziehung EEG-geförderten Stroms in der Sensitivitätsanalyse erneut nicht entscheidend auf den Marktmachtbefund aus.

II. Räumliche Markt abgrenzung

1. Stromer Absatzmarkt

- 77 In den vergangenen Marktmachtberichten kam das Bundeskartellamt zu dem Schluss, dass die Betrachtung eines separaten Marktes für die Gebotszone Deutschland-Luxemburg angemessen erscheine.³⁶ Auch die diesjährigen Analysen bestätigen diesen Befund erneut.

³⁵ Vgl. hierzu ausführlich unten Abschnitt D.III.

³⁶ BKartA, Marktmachtbericht 2022, Rn. 41; Marktmachtbericht 2021, Rn. 35; Marktmachtbericht 2020, Rn. 33.

- 78 Grundsätzlich ist Strom ein physikalisch homogenes Gut, das ohne entfernungsabhängige Transportkosten angeboten werden kann, soweit ausreichend Übertragungskapazitäten vorhanden sind. Daher ist davon auszugehen, dass sich die Preise in einem Gebiet ohne Handels- und Übertragungsbeschränkungen einander angleichen.³⁷ Im Stromgroßhandel gilt dies in besonderem Maße für die börslich ermittelten Spotpreise. Diese werden je europäischer Gebotszone³⁸ in separaten Auktionen ermittelt, die Auktionen sind allerdings europaweit größtenteils³⁹ gekoppelt.⁴⁰ Aufgrund der Kopplung der Day-Ahead-Märkte sind exakt gleiche Preise zu erwarten, solange keine Netzengpässe beim Handel zwischen den Marktgebieten wirksam werden.
- 79 Vor diesem Hintergrund ist Preisgleichheit ein kategoriales Indiz für einen nicht durch technische Restriktionen eingeschränkten Wettbewerbsdruck. Liegt hingegen regelmäßig Preisungleichheit vor, ist von separaten räumlichen Märkten auszugehen. Daher wurde bereits in der Vergangenheit für die Frage der räumlichen Marktabgrenzung im Stromer Absatzmarkt auf die relativen Anteile der Zeitpunkte abgestellt, in denen Preisgleichheit bzw. -konvergenz zwischen zwei Gebotszonen besteht. Eine solche Betrachtung wurde unter anderem von der EU-Kommission in den Fusionskontrollverfahren *Fortum/Uniper*⁴¹ und *RWE/NewCo Eemshaven*⁴² vorgenommen. Auch die Monopolkommission betrachtet das Ausmaß an Preiskonvergenz von Nachbarstaaten als geeigneten Indikator für den Integrationsgrad nationaler Märkte.⁴³
- 80 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 Preisgleichheitsanalysen zeigen, dass weiterhin keine hinreichend hohe Marktintegration des deutsch-luxemburgischen und der benachbarten elektrisch angebundenen Marktgebiete besteht. Insgesamt ergeben sich weiterhin an jeder Grenze in erheblichem Umfang Preisdifferenzen, die für eine Betrachtung der Gebotszone Deutschland-Luxemburg als separater Markt sprechen. Nachfolgend sind Ergebnisse für die Kalenderjahre 2020 bis 2023 dargestellt; die Ergebnisse für den Zeitraum beginnend mit dem 30. April 2023 sind qualitativ mit denen des Kalenderjahres 2023 identisch.

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

³⁸ „Gebotszone“ und „Marktgebiet“ werden in diesem Bericht gleichbedeutend verwendet.

³⁹ Zur Teilnahme an europäischer Marktkopplung und der Entwicklung der Marktkopplung vgl. BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2023, S. 146 ff.

⁴⁰ Am 25.06.2024 kam es aufgrund eines technischen Problems zur Entkopplung der Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot. Aufgrund dessen wurde an diesem Tag bei der Bildung der Merit-Order keine Kapazität an den Kupplungsstellen angenommen. Siehe hierzu ausführlich Abschnitt D.I.3.c).

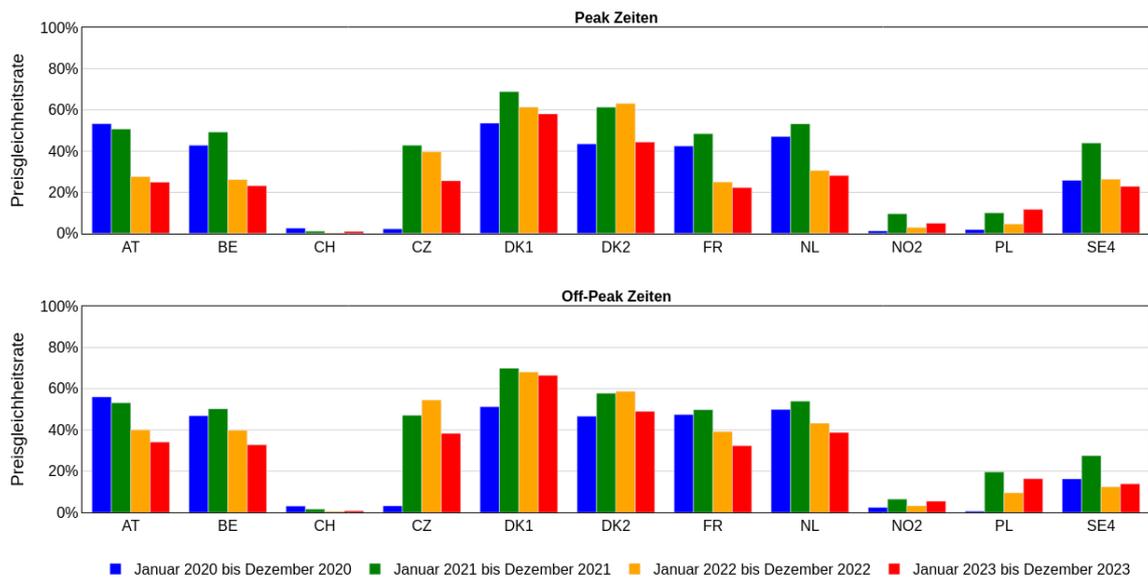
⁴¹ KOM, E. v. 15. Juni 2018, COMP/M.8660, Rn. 28 und 35 – Fortum/Uniper.

⁴² KOM, E. v. 21. Dezember 2022, COMP/M.10713, Rn. 22 – RWE/NewCo Eemshaven.

⁴³ Ausführlich Monopolkommission, 5. Sektorgutachten Energie 2015 (ehem. 71. Sondergutachten), Rn. 33 ff.

81 Abbildung 2 zeigt den Anteil der Stunden, in denen exakte Preisgleichheit zwischen der deutsch-luxemburgischen Gebotszone mit einer elektrisch benachbarten Gebotszone vorlag. Getrennt wird hier nach den Zeiten Peak (wochentags 8:00 - 19:59 Uhr) und Off-Peak (Wochenenden sowie zwischen 20:00 - 7:59 Uhr wochentags). Nur für die Gebotszone Dänemark West (DK1) ergibt sich im Kalenderjahr 2023 überhaupt eine Preisgleichheitsrate von über 50 Prozent.

Abbildung 2: Preisgleichheitsraten zwischen der Gebotszone Deutschland-Luxemburg und den hieran angrenzenden Gebotszonen



Peak-Zeiten wochentags zwischen 8:00 bis 19:59 Uhr. In den Gebotszonen, die nicht den Euro als Landeswährung haben, wurde eine Abweichung von bis zu 10 Ct als Preisgleichheit behandelt, um untertägige Währungsschwankungen zu beruckichtigen. FR: Frankreich; AT: Österreich; NL: Niederlande; DK1: Dänemark West (Jütland); DK2: Dänemark Ost (Funen, Seeland); SE4: Südschweden; CH: Schweiz; CZ: Tschechische Republik; PL: Polen, BE: Belgien, NO2: Sudnordnorge.

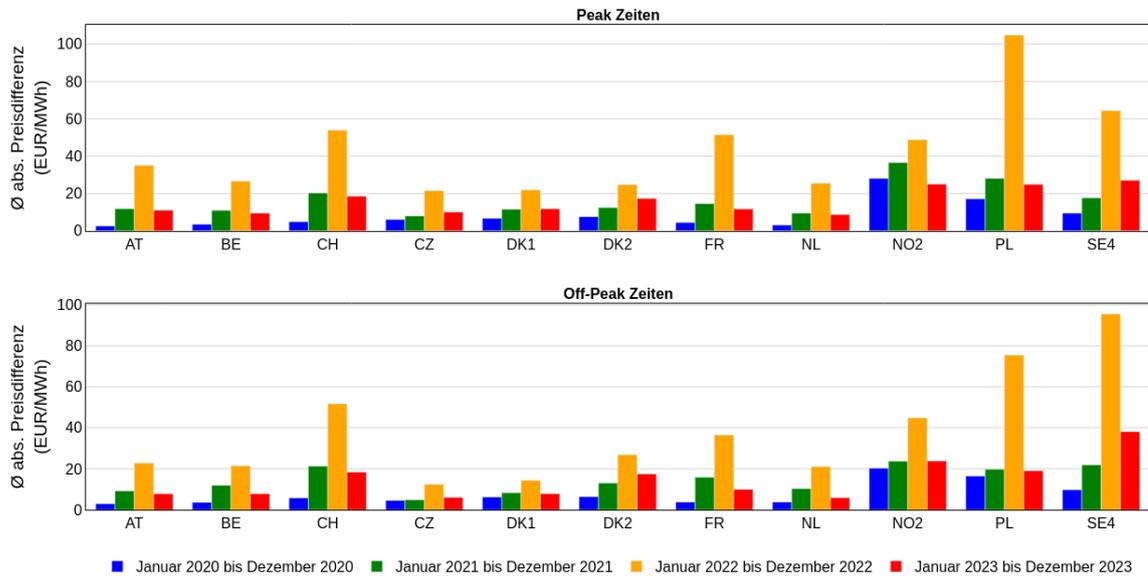
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von ENTSO-E-Daten zu den Day-Ahead-Preisen der Kalenderjahre 2020 bis 2023.

82 Abbildung 3 zeigt ergänzend die mittlere absolute Preisdifferenz zwischen der Gebotszone Deutschland-Luxemburg und den elektrisch angebundenen Nachbargebieten.⁴⁴ Vor dem Hintergrund eines durchschnittlichen Preises von 95 EUR/MWh in Deutschland im vergangenen Kalenderjahr (2022: 236 EUR/MWh) bestehen auch in der Gebotszone Dänemark West (DK1) mit einer Preisgleichheitsrate über 50 Prozent im Mittel noch erhebliche Preisunterschiede zur deutschen Gebotszone. Angesichts des im Vergleich zum Kalenderjahr 2022 insgesamt gesunkenen durchschnittlichen Preisniveaus ist auch

⁴⁴ Hierbei wird auf die absolute Preisdifferenz abgestellt, um die durchschnittliche Größe der Preisungleichheit abzubilden. Anderenfalls könnten positive und negative Preisunterschiede sich herausmitteln und das Bild von im Durchschnitt sehr ähnlichen Preisen vermitteln, obwohl zu allen Zeitpunkten erhebliche Preisdifferenzen vorliegen könnten.

die durchschnittliche absolute Preisdifferenz zwischen Deutschland und allen elektrischen Anrainern wieder abgesunken.

Abbildung 3: Durchschnittliche absolute Preisdifferenz in EUR/MWh zwischen der Gebotszone Deutschland-Luxemburg und den hieran angrenzenden Gebotszonen



Peak-Zeiten wochentags zwischen 8:00 bis 19:59 Uhr.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von ENTSO-E-Daten zu den Day-Ahead-Preisen der Kalenderjahre 2020 bis 2023.

2. Regenergiemärkte

- 83 Die anzunehmenden sachlichen Märkte im Bereich der Regenergie wären auf jeden Fall mindestens bundesweit abzugrenzen, da die deutschen Übertragungsnetzbetreiber den Bedarf an Regelleistung und Regelarbeit 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, aktuell maximal 80 MW, ausgetauscht werden.⁴⁵ Diese importierten Regenergiegebote 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 Ko-

⁴⁵ BNetzA, BK6-18-064, B. v. 18. Dezember 2018.

operation gemeinsam mit Belgien, den Niederlanden, Frankreich, Österreich, Tschechien, Slowenien, Dänemark und der Schweiz beschafft wird.⁴⁶ In Umsetzung der Electricity Balancing Guideline (EB-GL)⁴⁷ wurde die Beschaffung von Regelarbeit im Juni 2022 auf die europäische Plattform „Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation (PICASSO)“ für die aFRR sowie im Oktober 2022 auf die europäische Plattform „Manually Activated Reserves Initiative (MARI)“ für die mFRR gemäß den Beschlüssen der Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) überführt.⁴⁸ Zum Februar 2024 nahmen jedoch nur Tschechien, Deutschland und Österreich am Gebotsaustausch für aFRR und mFRR teil, wobei zusätzlich zwischen dem 19. Juli 2023 und dem 15. März 2024 Italien am Gebotsaustausch für aFRR teilnahm, die Teilnahme jedoch seit 15. März 2024 pausiert. Nach Ende des Berichtszeitraums starteten im Oktober 2024 die Niederlande und Dänemark die Teilnahme am Gebotsaustausch für aFRR über die MARI Plattform, Estland, Lettland und Litauen die Teilnahme am Gebotsaustausch für mFRR über die PICASSO Plattform. Durch die Plattformen werden die Gebote der teilnehmenden Übertragungsnetzbetreiber nach Höhe der Arbeitspreise gestaffelt und zwischen den teilnehmenden Übertragungsnetzbetreibern für die Optimierung des aFRR- und mFRR-Abrufs unter Berücksichtigung der für den Regelenergieaustausch verfügbaren Kuppelkapazitäten genutzt. Durch den Abruf von Regelarbeit erfolgt ein Leistungsaustausch, also ein Export bzw. Import, der bei der Berechnung des jeweiligen Regelzonensaldos zu berücksichtigen ist.

3. Nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen

- 84 Der vorliegende Marktmachtbericht prüft nicht vertieft die Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Schwarzstartfähigkeit, Momentanreserve und Blindleistung. Für ggf. separat abzugrenzende kartellrechtliche Märkte könnte sich künftig für die räumliche Marktabgrenzung eine Orientierung an den Beschaffungsregionen in den jeweiligen Ausschreibungen der Netzbetreiber anbieten. Für den vorliegenden Marktmachtbericht kann die genaue räumliche Marktabgrenzung für die nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen jedoch offengelassen werden.

⁴⁶ BNetzA, BK6-18-006, B. v. 13. Dezember 2018.

⁴⁷ 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.

⁴⁸ ACER-Entscheidung Nr. 02/2020 vom 24.01.2020 zu „Implementation framework for the European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation“ (aFRR IF); ACER-Entscheidung Nr. 03/2020 vom 24.01.2020 zu „Implementation framework for a European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with manual activation“ (mFRR IF); ACER-Entscheidung Nr. 01/2020 vom 24.01.2020 zu „Methodology to determine prices for the balancing energy that results from the activation of balancing energy bids“ (MPBE); ACER-Entscheidung Nr. 03/2022 vom 25.02.2022 zu „Amendment to the methodology for pricing balancing energy and cross-zonal capacity used for the exchange of balancing energy or operating the imbalance netting process“ (AMPBE).

III. Zeitliche Marktabgrenzung

1. Stromerstabsatzmarkt

- 85 Aufgrund der besonderen Eigenschaften des Produkts Strom ist eine Auseinandersetzung mit der zeitlichen Marktabgrenzung des Stromerstabsatzmarktes erforderlich. Die Wettbewerbsbedingungen im Stromerstabsatzmarkt sind ausgeprägten, teils sehr kurzfristigen Schwankungen unterworfen. Die Ursachen hierfür sind vielfältig. So fluktuiert der Stromverbrauch u. a. in Abhängigkeit von der Jahreszeit, der Uhrzeit, dem Wochentag bzw. Feiertagen und der Außentemperatur. Zudem ändern sich auch die Stromerzeugungsbedingungen kurzfristig, beispielsweise aufgrund von Kraftwerksverfügbarkeiten und von Wetterlagen (insb. Wind und Sonne aber auch Wasserstände und Außentemperatur). Diese kurzfristigen Schwankungen von Angebot und Nachfrage sind bei Strom unmittelbar wettbewerblich relevant, da die Stabilität des Stromversorgungssystems zu jeder Zeit einen exakten Ausgleich von Einspeisung und Entnahme von Strom erfordert, Strom nicht wirtschaftlich in größerem Umfang gespeichert werden kann und die Nachfrage nach Strom kurzfristig sehr unelastisch⁴⁹ auf Preissignale reagiert.
- 86 Die allermeisten⁵⁰ der oben dargestellten Einflussfaktoren auf die Wettbewerbsbedingungen im Stromerstabsatzmarkt (Jahreszeit, Arbeitswoche/Wochenende bzw. Feiertage, Tageszeit, Dargebot an Erneuerbaren, Außentemperatur, geplante Kraftwerksrevisionen) lassen sich in regelmäßig wiederkehrende Effekte (Jahreszeit, Arbeitswoche/Wochenende, Feiertage, Tageszeit, geplante Kraftwerksrevisionen, zusammenfassend als „Saisonalität“⁵¹ bezeichnet) und wetter- und witterungsbedingte Einflüsse (Dargebot an Erneuerbaren, Außentemperatur) unterteilen. Wetter- bzw. witterungsbedingte Einflüsse enthalten zwar eine stochastische Komponente, sind jedoch kurzfristig (z. B. am Vortag) relativ gut prognostizierbar. Dementsprechend veröffentlichen die ÜNB eine Vortagsprognose über die Wind- und Solarstromerzeugung des Folgetages.
- 87 Die Saisonalität der Nachfrage nach Strom lässt sich gut anhand der durchschnittlichen Last je Tages-, Wochen- und Jahreszeit visualisieren.⁵² Abbildung 4 zeigt auf der x-Achse stündliche Zeitscheiben im Wochenverlauf, von Montag, 00.00 - 00.59 Uhr, bis Sonntag, 23.00 - 23.59 Uhr. Die y-Achse zeigt die durchschnittlich in einer Zeitscheibe

⁴⁹ Für eine Schätzung der Nachfrageelastizität nach Strom siehe z. B. Hirth, L., Khanna, T. M., & Ruhnau, O. (2024). *How aggregate electricity demand responds to hourly wholesale price fluctuations*. *Energy Economics*, 135, 107652.

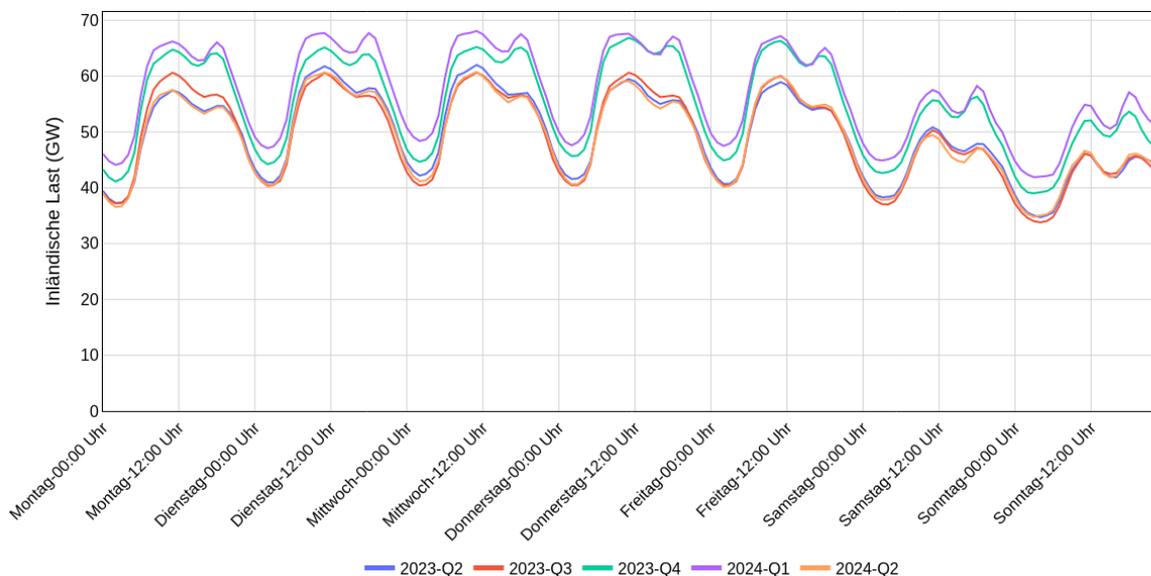
⁵⁰ Es verbleiben nur ungeplante Kraftwerksausfälle.

⁵¹ „Saisonalität“ bezeichnet in der Statistik nicht nur Jahreszeiten, sondern auch kurzfristigere, wiederkehrende Muster wie Wochentage.

⁵² Die Last berechnet sich aus der Nettostromerzeugung abzüglich Export-Übertragungsleistung, zuzüglich Import-Übertragungsleistung und abzüglich der Einspeicherleistung von Speichern. Nicht berücksichtigt in der Nettostromerzeugung werden die Eigenbedarfe konventioneller Kraftwerke, die Stromeinspeisungen innerhalb von Industrienetzen und geschlossenen Verteilnetzen sowie die Einspeisung in das Netz der Deutschen Bahn. (https://transparency.entsoe.eu/content/static_content/Static%20content/knowledge%20base/data-views/load-domain/Data-view%20Total%20Load%20-%20Day%20Ahead%20-%20Actual.html; BNetzA, *SMARD.de Benutzerhandbuch*, S. 50 (Stand Februar 2024)).

anliegende Last. Die verschiedenen Farben kennzeichnen die unterschiedlichen Quartale, um jahreszeitliche Effekte abzubilden.

Abbildung 4: Saisonalität der Last



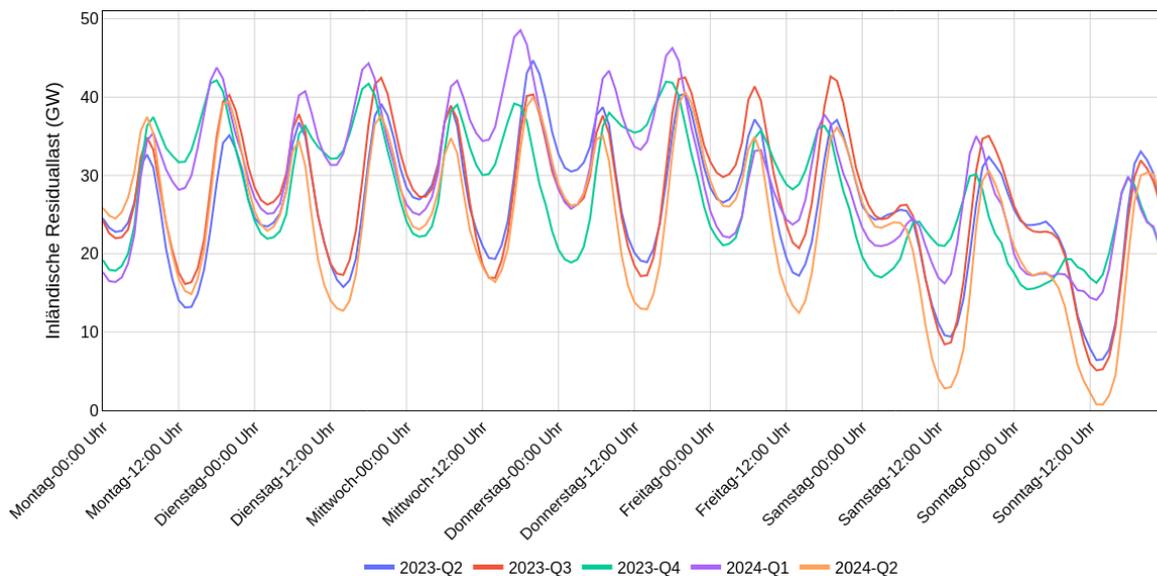
Die x-Achse repräsentiert Zeitscheiben und Wochentage (von Montag, 00.00 - 00.59 Uhr, bis Sonntag, 23.00 - 23.59 Uhr), die y-Achse die durchschnittliche inländische Last je Zeitscheibe. Die Farben zeigen verschiedene Quartale für den Zeitraum vom 01.04.2023 bis 30.06.2024.

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

- 88 Im Tagesverlauf zeigen sich in Abbildung 4 wiederkehrende Muster in der Last. An Arbeitstagen liegt gegen 3 Uhr nachts die niedrigste Last an. Ab ca. 5 Uhr steigt die Last morgens stark an und erreicht gegen Mittag ihren Höhepunkt. Nachmittags sinkt die Last wieder etwas, bevor sie zum Feierabend erneut ansteigt. Ab ca. 19 Uhr sinkt die Last wieder ab, um gegen 3 Uhr nachts erneut ihren niedrigsten Punkt zu durchschreiten. Im Wochenverlauf zeigen sich klare Unterschiede zwischen der Arbeitswoche und dem Wochenende. Samstags und noch ausgeprägter sonntags liegt die Last durchschnittlich jeweils unter dem Niveau der vergleichbaren Tageszeit in der Arbeitswoche. Im Jahresverlauf liegt im Winter durchschnittlich eine höhere Last an als im Sommer; innerhalb der Sommerquartale Q2 und Q3 bzw. der Winterquartale Q4 und Q1 gibt es hingegen keinen augenfälligen Unterschied. Insgesamt weist die Last im Tagesverlauf eine stärkere Varianz auf als im Jahresverlauf (stärkere Unterschiede zwischen Tageszeiten als zwischen Jahreszeiten).
- 89 Neben der Saisonalität (Jahreszeit, Arbeitswoche/Wochenende, Tageszeit) ändern sich die Stromerzeugungsbedingungen mit der Einspeisung von dargebotensabhängigen Erneuerbaren (Wind Onshore, Wind Offshore, Solar, Laufwasser). Aufgrund ihrer niedrigen Grenzkosten decken diese Technologien vorrangig die Nachfrage nach Strom, um die (konventionelle) Kraftwerke im Wettbewerb stehen. Der Stromverbrauch abzüglich der

Einspeisung von Wind-, Solar- und Laufwasserkraftwerken wird als Residualnachfrage oder auch Residuallast bezeichnet. Die inländische Residuallast entspricht daher dem Bedarf an dargebotsunabhängiger Stromerzeugung. Abbildung 5 zeigt die Residualnachfrage nach Strom im Tages-, Wochen-, und Jahresverlauf. Die x-Achse zeigt erneut stündliche Zeitscheiben im Wochenverlauf, von Montag, 00.00 - 00.59 Uhr, bis Sonntag, 23.00 - 23.59 Uhr. Die y-Achse stellt die durchschnittlich in einer Zeitscheibe anliegende inländische Residuallast dar. Die verschiedenen Farben kennzeichnen die unterschiedlichen Quartale, um jahreszeitliche Effekte abzubilden.

Abbildung 5: Saisonalität der Residuallast

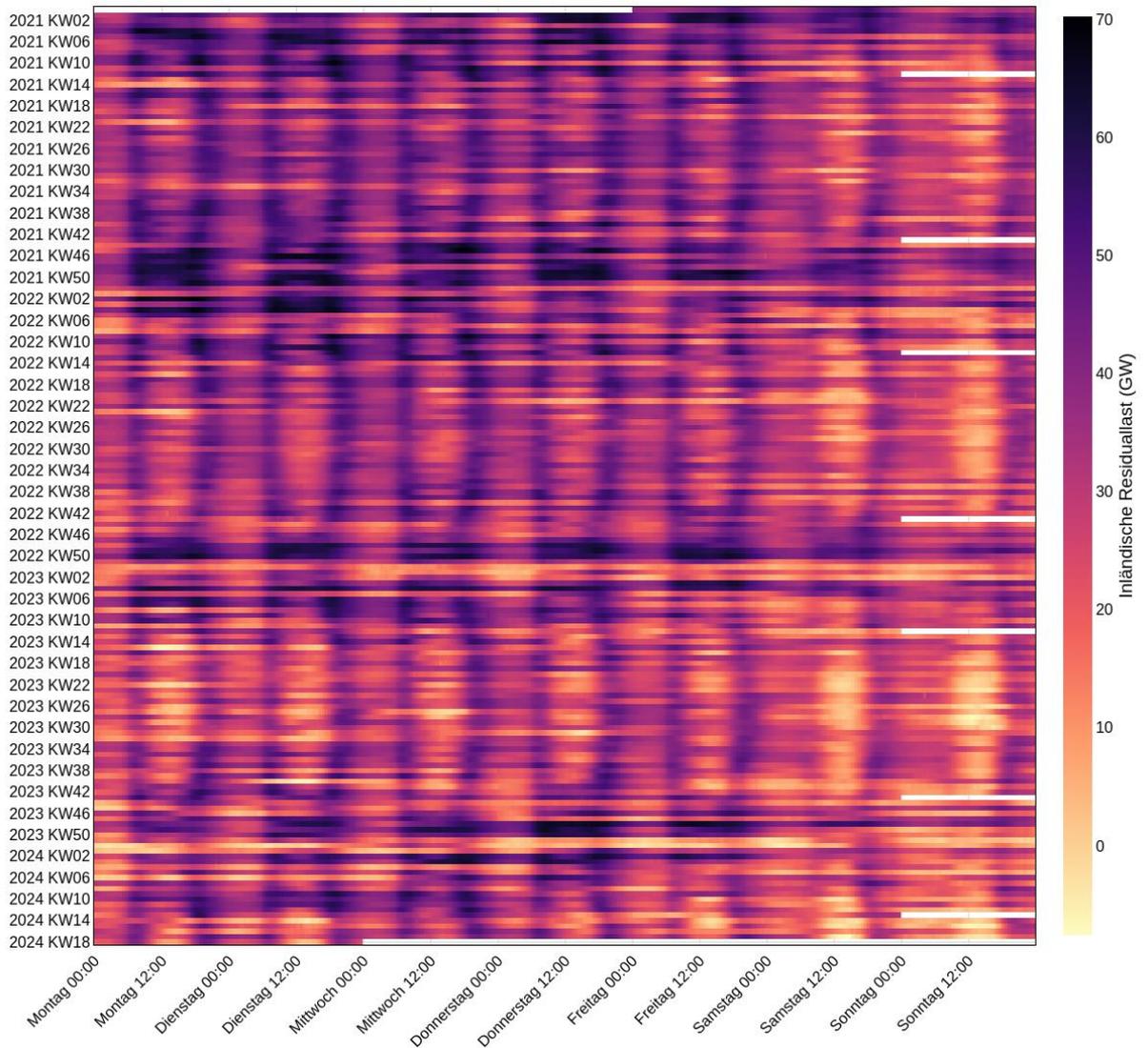


Die x-Achse repräsentiert Zeitscheiben und Wochentage (von Montag, 00.00 - 00.59 Uhr, bis Sonntag, 23.00 - 23.59 Uhr), die y-Achse die durchschnittliche inländische Residuallast je Zeitscheibe. Die Farben zeigen verschiedene Quartale für den Zeitraum vom 01.04.2023 bis 30.06.2024.

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

- 90 Verglichen mit dem Verlauf der Last (Abbildung 4) zeigen sich klare Unterschiede in der Residuallast (Abbildung 5). Im Sommer senkt die Solareinspeisung zur Mittagszeit die Residuallast. Daher weisen Sommerquartale im Tagesverlauf eine „M-förmige“ Residuallast auf. Nachts liegt aufgrund der niedrigen Gesamtlast eine niedrige Residuallast an. Morgens steigt die Last und damit auch die Residuallast (erste Spitze). Im Tagesverlauf führt die zunehmende Einspeisung von Solarstrom zu einem starken Absinken der Residuallast. Am Abend steigt die Gesamtlast erneut an, während die Solareinspeisung wieder absinkt. Hierdurch kommt es zu einer Abendspitze in der Residuallast (zweite Spitze). Aufgrund der schwächeren Sonneneinstrahlung sind die residuallastdämpfenden Effekte der Solareinspeisung in Winterquartalen weniger stark ausgeprägt als in Sommerquartalen.

Abbildung 6: Bedarf an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung im Zeitraum Januar 2021 bis Juni 2024



Die x-Achse repräsentiert Wochentage und Uhrzeiten (von montags, 0.00 Uhr, bis sonntags, 23.45 Uhr), die y-Achse die Kalenderwochen. Jede Kachel stellt eine spezifische Viertelstunde dar. Zur Vereinfachung der Darstellung wurden die Tage der Zeitumstellung entfernt. Die Farbe einer Kachel repräsentiert die Höhe der inländischen Residuallast zum jeweiligen Zeitpunkt.

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

- 91 Die saisonalitäts- und wetterbedingten Einflussfaktoren im Stromer Absatzmarkt lassen sich zeitlich noch höher aufgelöst in einer Heatmap der Residuallast im Jahresverlauf darstellen. Eine Heatmap erlaubt es insbesondere auch, die Effekte der stochastisch fluktuierenden Einspeisung von Windkraftanlagen abzubilden. Die x-Achse in Abbildung 6 bildet die Wochentage und Uhrzeiten von montags, 0.00 Uhr, bis sonntags, 23.45 Uhr, ab. Die y-Achse zeigt Kalenderwochen. Jede Kachel stellt eine spezifische Viertelstunde des abgedeckten Zeitraumes dar. Die Farbe einer Kachel repräsentiert die Höhe des

inländischen Bedarfs an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung zum jeweiligen Zeitpunkt. Zur Vereinfachung der Darstellung wurden die Tage der Zeitumstellung mit 92 bzw. 100 Viertelstunden entfernt.

- 92 In Abbildung 6 zeigen sich die strukturellen Schwankungen der inländischen Residuallast. Die saisonalen Verbrauchsmuster der Stromnachfrage (Sommer/Winter, Arbeitswoche/Wochenende, Feiertage, Tageszeit) werden überlagert durch die wetter- bzw. dargebotsabhängige Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Im Sommer senkt die vermehrte Solareinspeisung zur Mittagszeit den Bedarf an dargebotsunabhängiger (konventioneller) Kraftwerksleistung. In den Morgen- und Abendstunden muss aufgrund des fehlenden Dargebots an Sonne der Strombedarf hingegen weiterhin mit kurzfristig sehr ausgeprägten Spitzen durch dargebotsunabhängige (konventionelle) Anlagen gedeckt werden. Im Winterhalbjahr verschiebt sich die Uhrzeit der Abendspitze nach vorne. Zudem kommt der Solareinspeisung im Winter nur eine untergeordnete Rolle zu, der Bedarf an dargebotsunabhängiger (konventioneller) Kraftwerksleistung hängt hier primär von der Höhe der Windeinspeisung ab. Größere Windstürme (z. B. in KW 5, 2024) führen zu einem geringen Bedarf, Dunkelflauten und längere Phasen geringer Windeinspeisung (z. B. in der KW 48, 2023) führen zu einem höheren Bedarf an dargebotsunabhängiger (konventioneller) Kraftwerksleistung über mehrere Tage hinweg. Feiertage zeigen sich in einer niedrigeren Residuallast (z. B. Tag der deutschen Einheit in KW 40, 2023; die Tage um Weihnachten in KW 51 und 52, 2023).
- 93 Die kurzfristigen Schwankungen der Residualnachfrage könnten nahelegen, die Markt-machtverhältnisse für deutlich geringere Zeitspannen als ein Jahr oder sogar für jede einzelne Viertelstunde zu bewerten und den zeitlich relevanten Markt entsprechend eng bzw. kurz abzugrenzen. Eine sehr enge und ggf. sogar zeitpunktscharfe Betrachtung je Viertelstunde scheint jedoch weiterhin nicht angemessen. Hierdurch würde zeitlich beschränkten, nicht vorhersehbaren Sondersituationen bei der Bewertung der Markt-machtverhältnisse ein hohes Gewicht beigemessen werden. Solche nicht vorhersehbaren Sondersituationen ermöglichen auch bei den oben dargestellten Besonderheiten des Produktes Strom jedoch keine Rückschlüsse auf im Sinne eines Markt-machtmissbrauchs gezielt ausnutzbare strukturelle Verhaltensspielräume der Marktakteure.
- 94 Eine sachgerechte Erfassung struktureller Verhaltensspielräume ist insb. bei Zugrundlegung eines längeren Betrachtungszeitraums statistisch möglich. Hierdurch können sowohl saisonale, wiederkehrende Effekte als auch wetterbedingte, kurzfristig gut prognostizierbare Faktoren wie das Dargebot an Sonne und Wind berücksichtigt werden. Durch die Wahl eines längeren Betrachtungszeitraums ergeben sich daher Rückschlüsse auf die Struktur des Wettbewerbs über die wiederkehrenden Schwankungen hinweg.

- 95 Die Kartellrechtspraxis verwendet daher zur Bewertung der Wettbewerbsverhältnisse zeitlich hochauflösend ermittelte Indikatoren, insb. den unten näher beschriebenen Residual Supply Index (RSI). Dieser erlaubt eine Abbildung der kurzfristigen Marktverhältnisse. Durch die Betrachtung des Indikators über einen längeren Berichtszeitraum hinweg und die Identifikation struktureller Muster möglicher Marktmacht erlaubt der RSI Rückschlüsse auf die strukturelle Vorhersehbarkeit von Verhaltensspielräumen, ohne singulären, nicht vorhersehbaren Sondersituationen ein übermäßiges Gewicht beizumessen.
- 96 Das Bundeskartellamt hält daher für die Marktmachanalyse weiterhin die statistische Erfassung und Beurteilung der Wettbewerbskräfte über einen längeren Betrachtungszeitraum von in der Regel einem Jahr für den geeigneten Abgrenzungsansatz. Ausnahmsweise könnte zwar auch ein kurzfristigerer Betrachtungszeitraum geboten sein, z. B. im Falle einer vorhersehbaren, außergewöhnlichen Verknappung des Stromangebotes. Im Beobachtungszeitraum waren solche Phänomene jedoch nicht ersichtlich. Die Analysen des Berichts stellen daher im Folgenden auf die Betrachtung einer Zeitspanne von einem Jahr ab.

2. Regelenergiemärkte

- 97 Zur zeitlichen Marktabgrenzung im Bereich der Regelenergie liegt bislang keine Entscheidungspraxis des Bundeskartellamtes vor. Insbesondere fokussiert sich der Leitfaden Missbrauchsaufsicht explizit auf den Stromerstabsatzmarkt und klammert damit den Bereich der Regelenergie aus.⁵³ Grundsätzlich gelten jedoch viele der Besonderheiten des Stromerstabsatzmarktes, insbesondere die fehlende Flexibilität der Nachfrage, auch für die Regelenergiemärkte. Im Unterschied zum Stromerstabsatzmarkt ist die Nachfrage nach Regelleistung allerdings komplett unelastisch, da der ausgeschriebene Regelleistungsbedarf zu jeder Zeit und zu jedem Preis vollständig gedeckt werden muss. Die Nachfrage nach Regelarbeit in Gestalt des Regelarbeitsabrufes reagiert allenfalls indirekt auf den erwarteten Ausgleichsenergiepreis. 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.
- 98 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

⁵³ BNetzA und BKartA, Leitfaden Missbrauchsaufsicht, Rn. 7, 42.

nachfragebedingt durch eine Erhöhung des Regelenergiebedarfs z. B. bei meteorologischen Sonderereignissen⁵⁴ auftreten. Schon aufgrund der im Vergleich zum Stromerstattabsatzmarkt deutlich kleineren Marktvolumina können einzelne Energieträger einen höheren Anteil an der Gesamtnachfrage abdecken. Hierdurch könnten Nichtverfügbarkeiten relevanter Erzeugungskapazitäten z. B. bei Kraftwerksrevisionen im Vergleich zum Erstabsatzmarkt eher zu relevanten Angebotsknappheiten führen.

3. Nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen

- 99 Der vorliegende Marktmachtbericht prüft nicht vertieft die Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Schwarzstartfähigkeit, Momentanreserve und Blindleistung. Für ggf. separat abzugrenzende kartellrechtliche Märkte könnte sich künftig für die zeitliche Marktabgrenzung eine Orientierung an den Erbringungszeiträumen in den jeweiligen Ausschreibungen der Netzbetreiber anbieten. Für den vorliegenden Marktmachtbericht kann die genaue zeitliche Marktabgrenzung für die nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen jedoch offengelassen werden.

D. Wettbewerbsverhältnisse auf dem Stromerstattabsatzmarkt

- 100 Die Wettbewerbsverhältnisse bei der Erzeugung elektrischer Energie werden maßgeblich von den vorherrschenden marktstrukturellen Faktoren bestimmt. Neben der auch konjunkturell geprägten Stromnachfrage und der auch witterungsabhängigen Erzeugung aus erneuerbaren Energien sind zunächst Stand und Entwicklung des inländischen Kraftwerksparks relevant. Weiter ist zu berücksichtigen, dass das deutsch-luxemburgische Marktgebiet in den europäischen Strombinnenmarkt integriert ist. Daher begrenzt grundsätzlich auch in ausländischen Kraftwerken erzeugter Strom die Marktmacht inländischer Erzeugungsunternehmen über entsprechende Importe. Ob und inwieweit diese Möglichkeit jeweils konkret besteht und genutzt werden kann, hängt neben der Kapazität des Übertragungsnetzes allerdings insbesondere von den Angebots- und Nachfrageverhältnissen in diesen Ländern ab.
- 101 Die Bedeutung der Stromerzeugung in ausländischen Kraftwerken als begrenzender Faktor der Marktmacht inländischer Erzeugungsunternehmen schwankt im Zeitablauf, und zwar nicht zuletzt mit den schwankenden inländischen Stromerzeugungsmengen aus dargebotsabhängigen Erzeugungskapazitäten wie Solar- und Windenergie. Je geringer diese Strommengen sind, umso mehr wäre für eine Befriedigung der inländischen

⁵⁴ Beispielsweise durch eine Sonnenfinsternis wie am 10. Juni 2021 oder 25. Oktober 2022.

Stromnachfrage allein aus heimischen Erzeugungskapazitäten der Einsatz dargebotsunabhängiger, d.h. konventioneller, Erzeugungskapazitäten erforderlich. In Zeiten hoher Stromnachfrage wäre dann das Angebot von Unternehmen, die über diese Kapazitäten im Inland verfügen, auch entsprechend unverzichtbar zur Deckung dieser Stromnachfrage und würde den Unternehmen entsprechende Marktmacht im Sinne unkontrollierter Verhaltensspielräume verschaffen. Stehen hingegen hinreichende ausländische Strommengen entweder aus dargebotsabhängigen oder konventionellen Erzeugungskapazitäten zur Verfügung, wirkt dies einer potentiellen Unverzichtbarkeit und entsprechenden marktmachtbedingten Verhaltensspielräumen inländischer Stromerzeuger wirksam entgegen.

- 102 Die dargelegten marktstrukturellen Faktoren unterliegen gegenwärtig erheblichen Veränderungen. Die schwache Stromnachfrage und die steigende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien haben erhebliche Auswirkungen auf die für die konventionelle Stromerzeugung maßgebliche Residualnachfrage nach Strom (I.1). Zudem verändert sich der Kraftwerkspark grundlegend weiter, gerade in Folge des längerfristigen Rückbaus dargebotsunabhängiger Kraftwerkskapazitäten im Zuge der fortschreitenden Energiewende. Zugleich durften in wesentlichen Teilen des Berichtszeitraums weiterhin einige Kraftwerke am Strommarkt teilnehmen, deren Laufzeiten als Reaktion auf die Marktverwerfungen im Zuge des völkerrechtswidrigen Angriffskrieges Russlands gegen die Ukraine verlängert worden waren (I.2). Diese Veränderungen der inländischen Erzeugungslandschaft wirken sich aus den dargelegten Gründen auch auf die relative Bedeutung aus, die ausländische Erzeugungskapazitäten und mithin Stromimporte für eine Begrenzung der Marktmacht inländischer Erzeugungsunternehmen haben (I.3).
- 103 Die Bewertung der Marktmachtverhältnisse erfolgt auf der Grundlage bestimmter Markt-machtindikatoren (II & III). 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.⁵⁵ Durch die Vermutungsschwelle des § 18 Abs. 4 GWB kommt Marktanteilen im Zweifelsfall eine besondere 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.

⁵⁵ Vgl. BKartA v. 29. Mai 2012, Leitfaden zur Marktbeherrschung in der Fusionskontrolle, Rn. 25 und 28.

- 104 Marktanteile werden im regelmäßigen Energiemonitoring ermittelt und im Monitoringbericht veröffentlicht.⁵⁶ Sie bilden einen ersten Ausgangspunkt der Marktmachanalyse. Der Stromerstabsatzmarkt weist jedoch Besonderheiten auf, die den Marktanteil allein als nicht hinreichend erscheinen lassen, um die strukturelle, marktmachtbedingte und Verhaltensspielräume eröffnende Stellung eines Anbieters zu erfassen sowie quantitativ abzubilden (II.). Diese Besonderheiten sind in erster Linie eine Folge davon, dass Strom bisher und absehbar nicht in größeren Mengen gespeichert werden kann, verbunden mit der Volatilität von Verbrauch und Erzeugung sowie der kurzfristig unelastischen Nachfrage und der systemischen Bedeutung der Versorgungssicherheit.⁵⁷
- 105 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 an die Besonderheiten von Strom angepasster Marktmachtindikator der Residual Supply Index (RSI)⁵⁸ vorgeschlagen bzw. angewendet worden. Dieser hat insbesondere den Vorteil, dass er das Ausmaß der Unverzichtbarkeit der Erzeugungsanlagen einzelner Anbieter erfasst und abbildet. Die Darstellung der maßgeblichen Methodik und die Präsentation der relevanten Ermittlungsergebnisse stehen daher im Zentrum der nachfolgenden Analyse (III.).
- 106 Einen weiteren Ansatz der Marktmachtbestimmung stellt der Return on Withholding Capacity Index (RWC) dar.⁵⁹ Dieser könnte perspektivisch den RSI bei einer sachgerechten Umsetzung als Screening-Instrument ergänzen.⁶⁰ Aufgrund der hohen datentechnischen Anforderungen an eine sachgerechte Umsetzung des RWC wurde jedoch auch in diesem Bericht auf dessen Ermittlung verzichtet.

I. Entwicklung marktstruktureller Faktoren

- 107 Nachfrageseitig war der Berichtszeitraum von einer im Vergleich zu den Vorjahren deutlich niedrigeren Residualnachfrage nach Strom gekennzeichnet (1.). Angebotsseitig hat sich seit dem Ende des letzten Marktmachtberichts die dem Stromerstabsatzmarkt zuzurechnende konventionelle bzw. dargebotsunabhängige Marktkapazität in zwei Schritten deutlich reduziert (2.). Die Reduzierung der konventionellen Erzeugungskapazität

⁵⁶ Vgl. zuletzt BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2023, S. 61 ff.

⁵⁷ Vgl. Rn. C.III.1ff., sowie BNetzA und BKartA, Leitfaden Missbrauchsaufsicht, Rn. 46.

⁵⁸ Sheffrin, Predicting Market Power Using the Residual Supply Index, 2002.

⁵⁹ Die Entwicklung des RWC geht zurück auf die Arbeiten von: Bataille, M., Steinmetz, A., and 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., and 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.

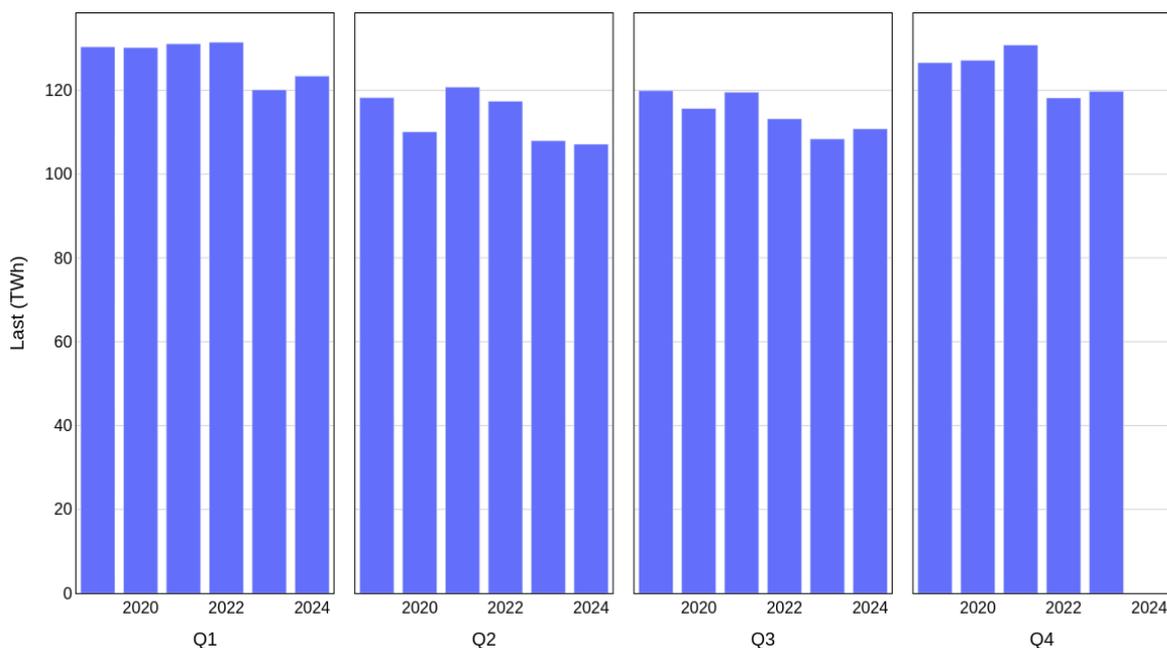
⁶⁰ Ausführlich BKartA, Marktmachtbericht 2022, Rn. 131 ff.

ging im Wesentlichen auf die Vollendung des Atomausstiegs Mitte April 2023 (vor dem aktuellen Berichtszeitraum) und das Auslaufen des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes Ende März 2024 (gegen Ende des aktuellen Berichtszeitraums) zurück. Auch in diesem Berichtszeitraum waren ferner erneut in relevantem Umfang Marktsituationen zu beobachten, in denen der inländische Strombedarf marktlich kurzfristig nicht ohne die Stromerzeugung aus ausländischen Kraftwerken gedeckt werden konnte. Die Verfügbarkeit ausländischer Kraftwerkskapazitäten für Exporte – d.h. spiegelbildlich für Importe nach Deutschland – ist dementsprechend als begrenzender Faktor für die Marktmacht inländischer Anbieter sehr bedeutsam (3.).

1. Entwicklung der inländischen Residualnachfrage

- 108 Die Nachfrage nach Strom unterliegt kurz- und mittelfristig Schwankungen im Tages-, Wochen- und Jahresverlauf (siehe Abschnitt C.III.1). Auch langfristig verändert sich der Stromverbrauch, u.a. aufgrund von Konjunkturzyklen und Angebots- und Nachfrageschocks wie beispielsweise der Corona-Pandemie oder dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine. Zudem dürfte sich mittelfristig der Stromverbrauch durch die Sektorkopplung im Zuge der Transformation zur Klimaneutralität erhöhen. Die Residualnachfrage nach Strom hängt neben der Entwicklung des Stromverbrauchs auch von der Einspeisung aus dargebotsabhängigen Erneuerbaren an. Diese langfristigen Trends stellen eine wichtige Rahmenbedingung für die Wettbewerbsbedingungen im Strommarkt dar.
- 109 Abbildung 7 zeigt die Entwicklung der inländischen Stromnachfrage von Januar 2019 bis September 2024. Die Saisonalität des Stromverbrauchs zwischen Sommer und Winter zeigt sich in einem höheren Stromverbrauch in Winterquartalen im Vergleich zu Sommerquartalen. Mittel- und langfristige Trends wie Angebots- und Nachfrageschocks zeigen sich in einer Veränderung der Stromnachfrage zwischen den Jahren innerhalb eines Quartals. Die Maßnahmen zur Eindämmung der Corona-Pandemie in den Quartalen Q2/2020 und Q3/2020 zeigen sich beispielsweise in einem Rückgang des Stromverbrauchs in diesen Quartalen im Vergleich zu 2019. Nach Beginn des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine im Februar 2022 kam es zu einem deutlichen Rückgang der Stromnachfrage.

Abbildung 7: Entwicklung der inländischen Stromnachfrage

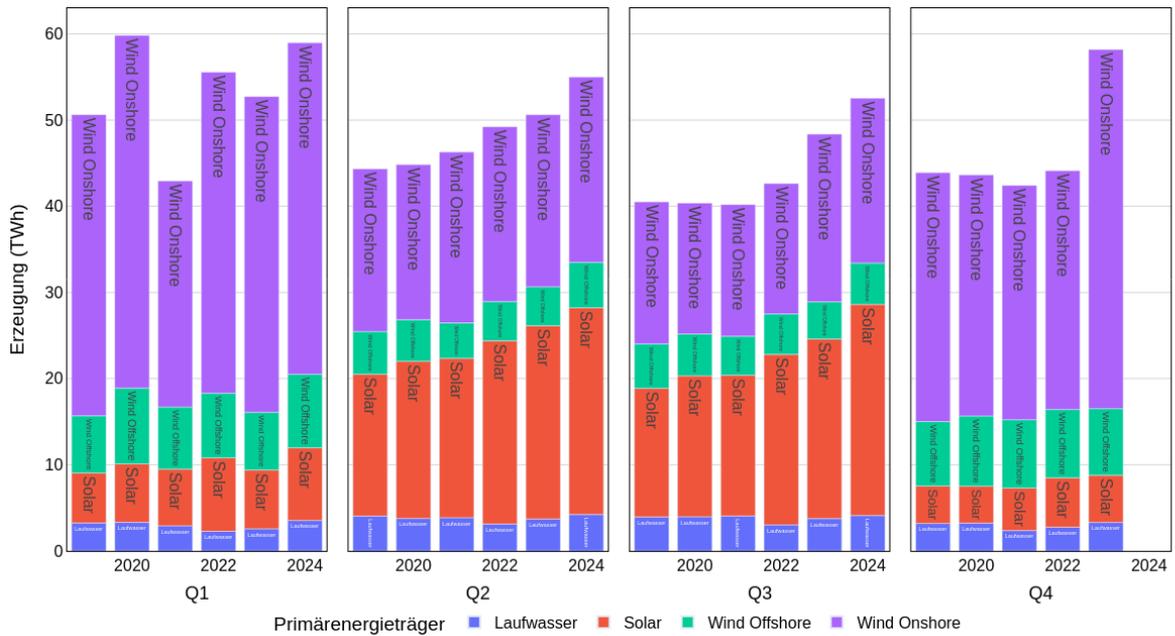


Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von ENTSO-E Daten.

110 Abbildung 8 zeigt die Entwicklung der Einspeisung aus dargebotsabhängigen Erneuerbaren (Laufwasser, Solar, Wind Offshore und Wind Onshore) im Zeitverlauf. Die Erzeugung der verschiedenen Primärenergieträger wird einerseits durch den Ausbau der installierten Erzeugungskapazität im Zuge der Energiewende beeinflusst. So sind im Jahr 2023 rund 18,5 GW erneuerbare Kraftwerkskapazitäten ans Netz gegangen, hiervon 15,1 GW PV-Anlagen, 3,0 GW Windanlagen an Land und 0,3 GW Windanlagen auf See.⁶¹ Zudem hängt die realisierte Erzeugung vom Dargebot an Sonne, Wind und Laufwasser im jeweiligen Zeitraum ab. Im Berichtszeitraum von Mai 2023 bis April 2024 kam es zu einer vergleichsweise hohen Einspeisung von Windenergie, insbesondere in Q4/2023.

⁶¹ Umweltbundesamt, Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland, abrufbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland_deu.pdf, S. 8 (Stand September 2024).

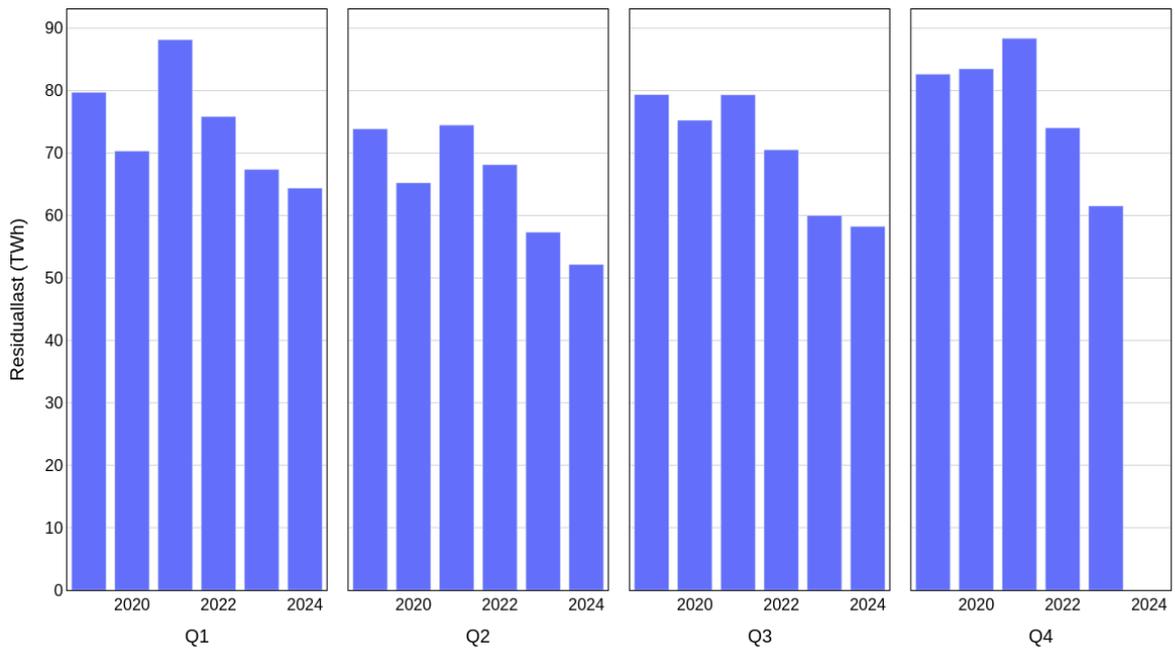
Abbildung 8: Entwicklung der Einspeisung aus dargebotsabhängigen Erneuerbaren im Inland



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

111 Aufgrund ihrer niedrigen Grenzkosten decken dargebotsabhängige Erneuerbare vorrangig die Nachfrage nach Strom, um die (konventionelle) Kraftwerke im Wettbewerb stehen (Residualnachfrage). Neben der Entwicklung des inländischen Stromverbrauchs stellt daher die Entwicklung der inländischen Residuallast eine wichtige Rahmenbedingung für die Wettbewerbsverhältnisse im Stromerstmärkte dar. Abbildung 9 zeigt daher die Entwicklung der inländischen Residuallast im Zeitverlauf. Im Berichtszeitraum von Mai 2023 bis April 2024 kam es durch einen vergleichsweise niedrigen Stromverbrauch (Abbildung 7) in Kombination mit einer vergleichsweise hohen Einspeisung von dargebotsabhängigen Erneuerbaren (Abbildung 8) zu einer im historischen Vergleich deutlich gesunkenen Residualnachfrage.

Abbildung 9: Entwicklung der inländischen Residualnachfrage



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

2. Entwicklung der inländischen Erzeugungskapazitäten

- 112 Der vorliegende Berichtszeitraum von Mai 2023 bis April 2024 stellt angebotsseitig hinsichtlich der inländischen, dargebotsunabhängigen Erzeugungskapazitäten eine Übergangszeit nach den Verwerfungen im Zuge des russischen Angriffs auf die Ukraine dar. Nach einem Aufschub wurde der Atomausstieg zum 15. April 2023 abgeschlossen. Der vorliegende Berichtszeitraum bildet also ein volles Kalenderjahr ohne inländische Atomstromproduktion ab. Weiter schieden zum 31. März 2024 und damit gegen Ende des Berichtszeitraums die im Rahmen des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz (EKBG) in den Markt zurückgekehrten Kraftwerke wieder aus dem Erstabatzmarkt aus.
- 113 Durch die Abschaltung der letzten drei Atomkraftwerke bis zum 15. April 2023 hat sich die Kapazität im Stromerstabatz seit dem letzten Marktmachtbericht (Betrachtung bis einschließlich März 2023) um fast 4,1 GW reduziert. Zusätzlich wurde im Berichtszeitraum weitere 590 MW dargebotsunabhängige Kraftwerksleistung (teilweise reine Industrieanlagen) aus marktlichen Gründen abgeschaltet.⁶²
- 114 Vor dem Hintergrund der im Zuge des völkerrechtswidrigen Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine ausgelösten Verwerfungen im Energiesektor wurde 2022 durch das

⁶² BNetzA, Kraftwerksliste, abrufbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html> (Stand 15.04.2024); Stillgelegte Kraftwerke nach KVBG und Anlagen, welche sich bereits in der Netzreserve befanden, wurden bei der Berechnung nicht berücksichtigt.

EKKG mehreren Reservekraftwerken außerhalb des Stromer Absatzmarktes die Rückkehr in den Markt erlaubt. So kehrten insgesamt 8,3 GW Kraftwerksleistung befristet durch das EKKG zurück an den Strommarkt.⁶³ Dies geschah in Folge der Ausrufung der Notfall- oder Alarmstufe Gas. Auf Grundlage des § 50a Abs. 4 EnWG i.V.m. der Stromangebotsausweitungsverordnung konnten Netzreservekraftwerke, mit Ausnahme von Erdgaskraftwerken, und Anlagen aus der dritten KVBG Ausschreibungsrunde (insgesamt rund 2,1 GW Erzeugungsleistung⁶⁴), die zum 31.10.2022 ein Kohleverfeuerungsverbot erhalten hatten, wieder bis zum 31.03.2024 befristet am Strommarkt teilnehmen.⁶⁵ Zudem verblieb der ganz überwiegende Anteil der im Rahmen der vierten Ausschreibung des Kohleausstiegs bezuschlagten Anlagen, welche ursprünglich einem Kohleverfeuerungsverbot ab dem 22. Mai 2023 unterlagen (insgesamt rund 500 MW Erzeugungsleistung⁶⁶) befristet bis zum 31. März 2024 im Stromer Absatzmarkt. Bei den zurückgekehrten bzw. weiterbetriebenen Anlagen handelte es sich überwiegend um Steinkohle- und Braunkohleanlagen.⁶⁷ Zum 01. Oktober 2022 wurden ebenfalls befristet bis zum 31. März 2024 gem. § 50d EnWG Kraftwerke aus der Sicherheitsbereitschaft gem. § 13g EnWG in eine Versorgungsreserve überführt. Aufgrund der Ausrufung der Notfall- oder Alarmstufe Gas konnten diese Kraftwerke befristet vom 01. Oktober 2022 bis zum 30. Juni 2023 und vom 11. Oktober 2023 bis zum 31. März 2024 an den Strommarkt zurückkehren (insgesamt rund 1,9 GW Erzeugungsleistung⁶⁸). Spätestens zum 31. März 2024 haben alle Marktrückkehrer den Stromer Absatzmarkt wieder verlassen; dies bedeutet das (Wieder)Ausscheiden von insgesamt ca. 8,3 GW temporär zurückgeehrter dargebotsunabhängiger Erzeugungskapazitäten aus dem Stromer Absatzmarkt spätestens zum 31. März 2024.

- 115 Bereits am 31. März 2024 sind durch den gesetzlichen Reduktionspfad für Braunkohleanlagen weitere ca. 1,2 GW aus dem Erstabsatzmarkt ausgeschieden. 2024 und in den Folgejahren dürfte die Erzeugungsleistung der dem Stromer Absatzmarkt zuzurechnenden Kraftwerkskapazitäten zunächst noch weiter zurückgehen. Durch die 5. Ausschreibungsrunde gemäß KVBG sind bereits am 27. Mai 2024 weitere 1,0 GW ausgeschieden

⁶³ Abweichungen zum Energie-Monitoring ergeben sich aus der dort verwendeten Stichtagsbetrachtung.

⁶⁴ Zuschläge und gesetzliche Anordnung aus der 3. Ausschreibungsrunde nach KVBG vom 30. April 2021, abrufbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/start.html>.

⁶⁵ Artikel 1 EKKG.

⁶⁶ Zuschläge und gesetzliche Anordnung aus der 4. Ausschreibungsrunde nach KVBG vom 01. Oktober 2021, abrufbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/start.html>.

⁶⁷ BNetzA, Angezeigte Kraftwerke für eine befristete Strommarktrückkehr (Stand 17.01.2024), abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/EKKG/ListeKW.pdf?__blob=publicationFile&v=7.

⁶⁸ BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2023, S.14 f.

und im November 2024 folgen nochmals mehr als 0,3 GW.⁶⁹ Auch unabhängig vom geplanten Kohleausstieg ist durch die geplanten, rückläufigen CO₂-Mengen im EU-Emissionshandelssystem mittelfristig mit Preissteigerungen im europäischen Emissionshandel zu rechnen.⁷⁰ Es könnte perspektivisch ein marktliches Ausscheiden der Kohlekraftwerke vor den sich aus dem KVBG ergebenden Abschaltzeitpunkten zu erwarten sein. Nach derzeitigem Planungsstand (ausschließlich der bereits abgeschlossenen Deaktivierung der Sicherheitsbereitschaft und Ausschreibungen der dritten und vierten Runde des KVBG) sollen bis zum Jahr 2026 weitere konventionelle Erzeugungskapazitäten im Stromerstabsatzmarkt von 4,4 GW Leistung abgeschaltet werden.

- 116 Dem stehen Inbetriebnahmen in Höhe von 526 MW im Kalenderjahr 2023⁷¹ und konkrete Planungsvorhaben zur Errichtung neuer konventioneller und steuerbarer Kraftwerksleistung von rund 1,6 GW⁷² gegenüber. Diese Zahlen umfassen auch nicht dem Stromerstabsatzmarkt zuzurechnende Anlagen.
- 117 Ein zunehmender Rückbau von dargebotsunabhängigen Stromerzeugungskapazitäten im Inland kann aus den oben dargelegten Gründen grundsätzlich zu einer zunehmenden Verknappung des Angebots und einer Zunahme der Marktmacht großer Unternehmen führen. Aufgrund der unverändert wenig flexiblen Stromnachfrage dürfte eine solche mögliche Zunahme von Knappheitssituationen bereits für sich genommen die Preise in der Tendenz erhöhen. Damit vergrößern sich zugleich auch die Spielräume großer Unternehmen, über eine künstliche Kapazitätszurückhaltung die Preise (und zugleich ihre Gewinne) noch weiter zu erhöhen. Ob dies der Fall ist, hängt jedoch maßgeblich von der Verfügbarkeit ausländischer Kraftwerkskapazitäten für Exporte ab, die durch entsprechende Stromimporte in Knappheitssituationen der Marktmacht inländischer Anbieter entgegenwirken können.

3. Bedeutung der Integration der Deutsch-Luxemburgischen Gebotszone in den europäischen Strommarkt

- 118 Die inländischen Wettbewerbsverhältnisse im Stromerstabsatzmarkt hängen neben der Entwicklung der inländischen Stromnachfrage (Last und Residuallast) und der Entwicklung der inländischen Erzeugungskapazitäten auch von Entwicklungen in den elektrisch verbundenen Anrainerstaaten ab. Freie ausländische Kapazitäten können inländische

⁶⁹ BNetzA, Zuschläge und gesetzliche Anordnung aus der 5. Ausschreibungsrunde nach KVBG vom 01. März 2022, abrufbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/start.html>.

⁷⁰ Der Versorgungssicherheitsbericht der BNetzA nimmt in der aktualisierten Szenariorechnung beispielsweise an, dass der Preis pro Tonne CO₂ von EUR 85,9 im Jahr 2023 auf EUR 125,3 im Jahr 2030 ansteigt (Versorgungssicherheitsbericht, S. 95, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/versorgungssicherheit-strom-bericht-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt aufgerufen im August 2024).

⁷¹ BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2023, S.79.

⁷² BNetzA, Veröffentlichung Zu- und Rückbau (Stand 15. April 2024), abrufbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/start.html>.

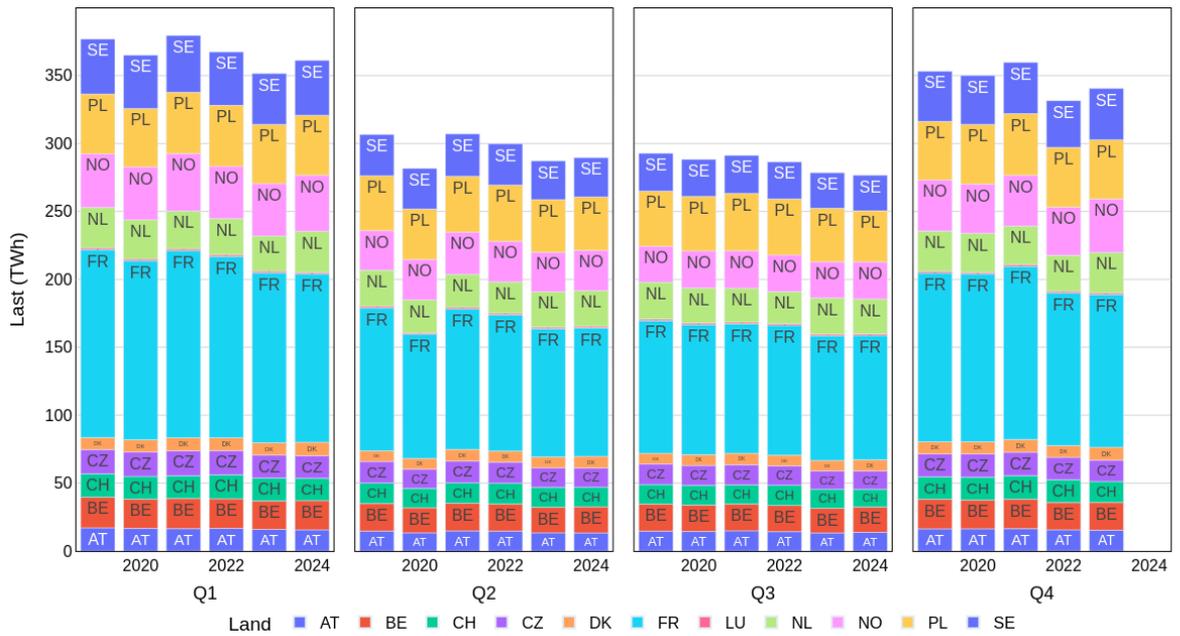
Marktmacht über Importe begrenzen, solange keine Netzenspässe beim Handel zwischen den Marktgebieten wirksam werden. Exporte in Anrainerstaaten in Zeiten mit knappen inländischen Erzeugungskapazitäten können die inländische Marktmacht im inframarginalen Bereich auch verschärfen.

- 119 Das Bundeskartellamt hat vor diesem Hintergrund auch für die elektrischen Anrainer die Entwicklung der Last, der Einspeisung von Erneuerbaren und der Residuallast untersucht (dazu unter a)). Zudem hat das Bundeskartellamt erneut analysiert, inwieweit der inländische Strombedarf hypothetisch durch inländische Marktkraftwerke (ohne Reservekraftwerke) kurzfristig hätte gedeckt werden können (dazu unter b)). In diesem Bericht konnte neben der methodisch bekannten Analyse aus den Vorjahren zudem die Sonder-situation analysiert werden, dass für den 26. Juni 2024 erstmals eine entkoppelte Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot durchgeführt werden musste (dazu unter c)).

a) Entwicklung der ausländischen Residualnachfrage

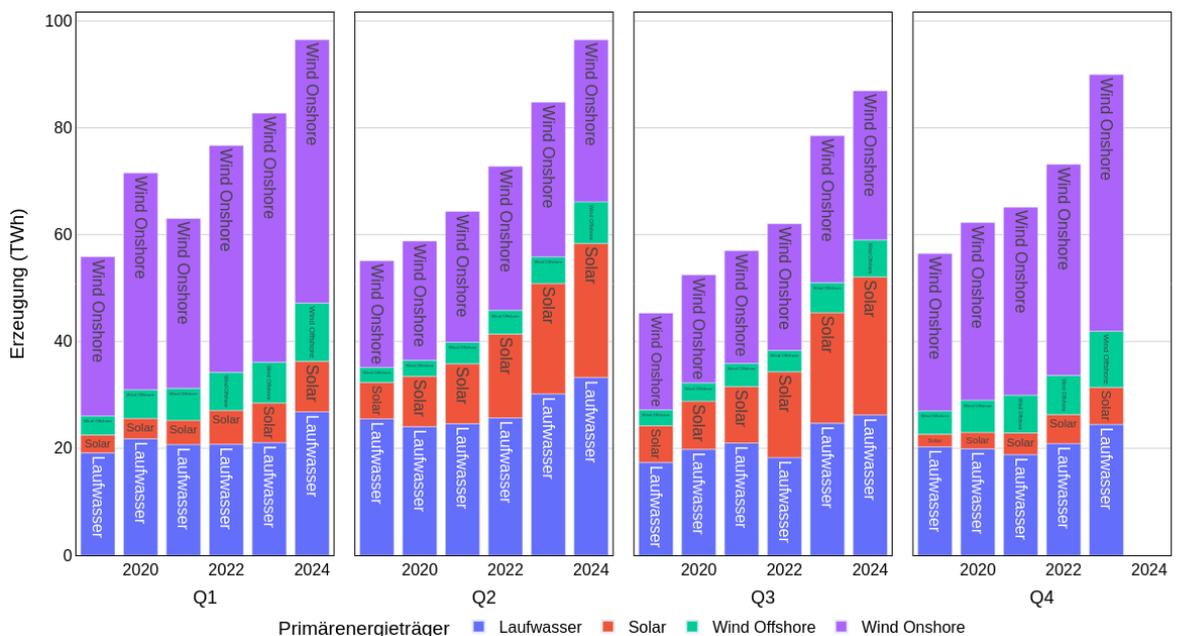
- 120 Abbildung 10 zeigt den Stromverbrauch in den elektrischen Anrainern von Deutschland im Zeitraum von Januar 2019 bis September 2024. Analog zum inländischen Stromverbrauch (Abbildung 7) weist auch der Stromverbrauch der elektrischen Anrainer ein saisonales Muster auf und ist im Sommer niedriger als im Winter. Auch in den elektrischen Anrainern ist der Stromverbrauch nach Beginn des russischen Angriffskrieges zunächst gesunken. Seit Q4/2023 erholt sich die ausländische Stromnachfrage wieder. Hierbei fiel die Erholung der Stromnachfrage entsprechend der vergleichsweise dynamischeren Konjunktorentwicklung stärker aus als in Deutschland.

Abbildung 10: Entwicklung der Stromnachfrage der elektrischen Anrainer



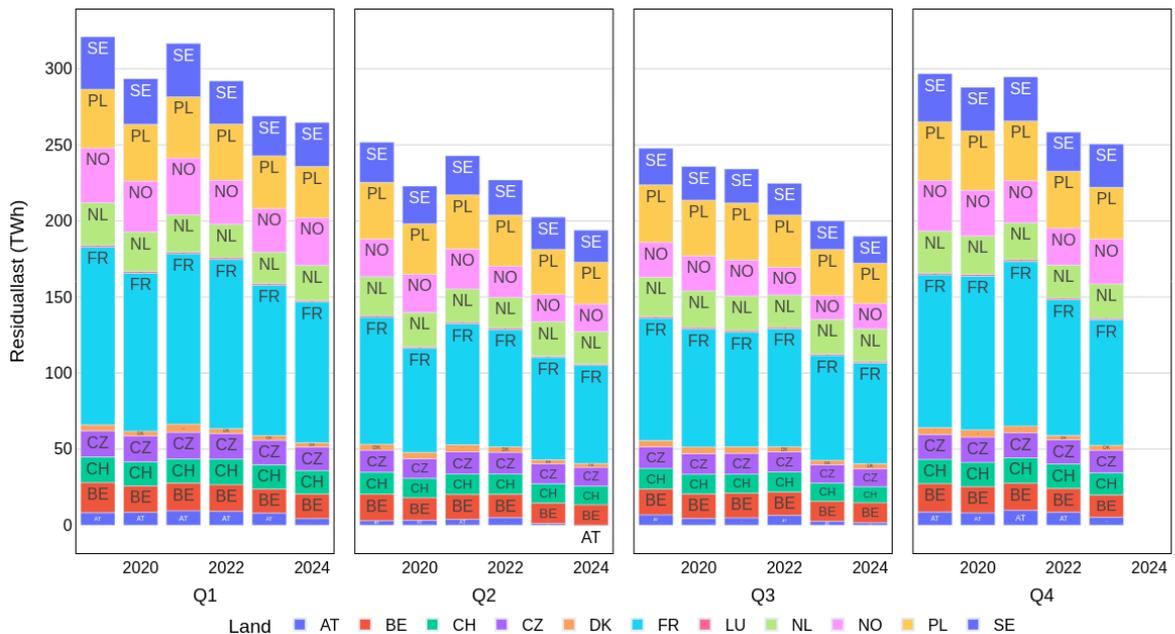
121 Im Gegensatz hierzu hat sich seit 2019 die Einspeisung von dargebotsabhängigen Erneuerbaren im langfristigen Trend deutlich erhöht (vgl. Abbildung 11). Im Berichtszeitraum von Mai 2023 bis April 2024 hat die kumulierte Einspeisung der dargebotsabhängigen Erneuerbaren hierbei jeweils deutlich über den Vorjahresquartalen gelegen.

Abbildung 11: Entwicklung der Einspeisung aus dargebotsabhängigen Erneuerbaren der elektrischen Anrainer



122 Durch die Zunahme der Einspeisung aus dargebotsabhängigen Erneuerbaren lag die ausländische Residuallast im Berichtszeitraum teils deutlich unter der Residuallast der Vorjahre (vgl. Abbildung 12). Daher standen ausländische Kraftwerke im Berichtszeitraum im Durchschnitt einer vergleichsweise niedrigen „heimischen“ Residuallast gegenüber.

Abbildung 12: Entwicklung der Residuallast der elektrischen Anrainer



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

b) Bedeutung ausländischer Erzeugungskapazitäten für die Begrenzung inländischer Marktmacht

123 Das Bundeskartellamt hat erneut analysiert, inwieweit und wann Deutschland im Berichtszeitraum Mai 2023 bis April 2024 zur marktlich-wettbewerblichen Deckung des inländischen Strombedarfs auf Lieferungen aus dem Ausland angewiesen war. Durch die Einbettung Deutschlands in den europäischen Strommarkt muss eine fehlende Bedarfsdeckung durch inländische Marktkraftwerke nicht zwangsläufig zu tatsächlichen Angebotsknappheiten bei der marktlichen Bedarfsdeckung führen, da der deutsche Strombedarf auch durch Importe aus Nachbarländern gedeckt werden kann. Aus gesamteuropäischer Sicht kann eine solche zeitweise fehlende Bedarfsdeckung durch inländische Marktkraftwerke zur Vermeidung nationaler Überkapazitäten sogar wirtschaftlich effizient sein, sofern gewährleistet ist, dass zu Zeiten inländischer Knappheiten immer ausreichend überschüssige und im Rahmen netztechnischer Restriktionen abrufbare ausländische Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung stehen. Mit der nachfolgenden Analyse wird daher insbesondere die Bedeutung herausgearbeitet, die im Berichtszeitraum der

Stromerzeugung in ausländischen Erzeugungskapazitäten und entsprechenden Importen als begrenzendem Faktor für das Ausmaß und die Entwicklung der Marktmacht inländischer Stromerzeuger zukam.

- 124 Ergänzend ist ausdrücklich darauf hinzuweisen, dass eine Untersuchung der inländischen marktlichen Bedarfsdeckung keinerlei Rückschlüsse auf die Versorgungssicherheit in Deutschland zulässt.⁷³ Für die tatsächliche Lastdeckung stehen neben den im jeweiligen Zeitpunkt überschüssigen ausländischen Erzeugungskapazitäten zusätzlich im Inland Reservekraftwerke außerhalb des Marktes zur Verfügung. Darüber hinaus müssen für eine Betrachtung der Versorgungssicherheit netztechnische Restriktionen berücksichtigt werden. Entsprechende Berichte zur Versorgungssicherheit werden regelmäßig von der Bundesnetzagentur veröffentlicht. In dem Anfang 2023 veröffentlichten Bericht kam die Bundesnetzagentur in allen untersuchten Szenarien zu dem Schluss, dass die Versorgungssicherheit mittelfristig gewährleistet ist.⁷⁴
- 125 Zur Berechnung der Bedarfsdeckung durch inländische Marktkraftwerke wurde der inländischen Stromnachfrage die Summe der inländischen, verfügbaren Marktkapazität der dargebotsunabhängigen Stromerzeugungsanlagen zuzüglich der dargebotsabhängigen, verfügbaren Marktkapazität von EE-Anlagen zu jedem Zeitpunkt gegenübergestellt. Aufgrund der geringen Grenzkosten von EE-Anlagen wurde unterstellt, dass für diese Anlagen die eingesetzte Leistung der dargebotsabhängig verfügbaren Leistung entspricht. Die verfügbaren EE-Kapazitäten wurden daher durch die tatsächliche Einspeisung von EE-Anlagen approximiert. Die inländische marktbasierete Bedarfsdeckung für jede Viertelstunde t errechnet sich nach der folgenden Formel:

$$\text{inl. marktbasierete Bedarfsdeckung}_t = \frac{\text{inl. dargebotsunabhängige Kapazität}_t + \text{EE-Kapazität}_t}{\text{inl. Stromnachfrage}_t}$$

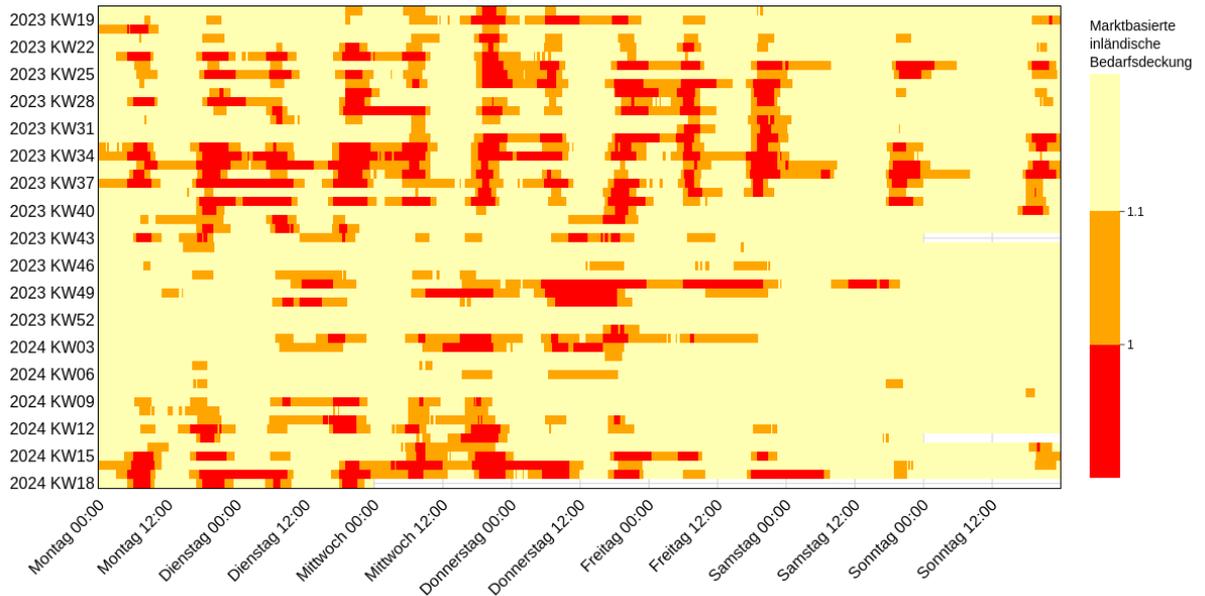
Die errechneten Werte geben an, ob und inwieweit die deutsch-luxemburgische Gebotszone zu einem Zeitpunkt zur kurzfristigen marktlichen Deckung der Nachfrage auf ausländische Kraftwerkskapazitäten und damit auf Stromimporte angewiesen war. Ein Wert zwischen 0 und 1 gibt an, dass der Strombedarf über den Markt nicht ohne das Ausland gedeckt werden konnte, bei Werten größer 1 wären ausreichend inländische Marktkapazitäten verfügbar gewesen. Als Datenbasis für den Stromerstattungsmarkt wurden die

⁷³ Die hier durchgeführten Analysen basieren auf dem tatsächlichen Kraftwerkseinsatz in der Vergangenheit. Daher erlauben die Daten grundsätzlich keine Rückschlüsse auf ein mittelfristiges inländisches Marktgleichgewicht bei einer Entkopplung von elektrischen Anrainern. Die der Analyse zu Grunde liegenden Kraftwerksverfügbarkeiten bilden beispielsweise neben technischen Restriktionen auch marktliche Entscheidungen von Kraftwerksbetreibern für temporäre Stilllegungen ab.

⁷⁴ BNetzA v. 31. Januar 2023, Versorgungssicherheitsbericht, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/V/versorgungssicherheitsbericht-strom.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt aufgerufen im Juni 2023.

vorliegenden Kraftwerkseinsatzplanungsdaten⁷⁵ verwendet, welche anlagen- und vier-
telstundenscharfe Angaben zur verfügbaren Kraftwerkskapazität und tatsächlichen Pro-
duktion der Anlagen im Stromer Absatzmarkt enthalten. Die Einspeisung von EE-Anla-
gen wurde mit Hilfe öffentlich verfügbarer Daten der Transparenzplattform ENTSO-E ap-
proximiert.⁷⁶ Die Stromnachfrage wurde aus der tatsächlichen Produktion, korrigiert um
Exporte und Importe, viertelstundenscharf approximiert.

Abbildung 13: Bedarfsdeckung durch inländische Marktkraftwerke⁷⁷



Die x-Achse repräsentiert Wochentage und Uhrzeiten (von montags 0 Uhr bis sonntags 24 Uhr), die y-Achse die Kalen-
derwochen des Berichtszeitraums Mai 2023 bis April 2024. Jede Kachel stellt eine spezifische Viertelstunde im Jahr dar.
Zur Vereinfachung der Darstellung wurden die Tage der Zeitumstellung entfernt. Die Farbe einer Kachel repräsentiert die
Höhe der inländischen marktbasieren Bedarfsdeckung zum jeweiligen Zeitpunkt. Zur Fokussierung auf Knappheitssitu-
ationen werden nur Werte kleiner als 1,10 bzw. 1,00 farblich abgestuft dargestellt.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der KWEP-Daten und ENTSO-E Daten für den Berichtszeitraum.

126 Abbildung 13 stellt die errechneten Werte der inländischen marktbasieren Bedarfsde-
ckung in einer Heatmap dar.⁷⁸ Die Farbe einer Kachel repräsentiert den Wert der inlä-
ndischen marktbasieren Bedarfsdeckung. Zur Fokussierung auf Situationen, in denen
Deutschland kurzfristig auf Stromimporte angewiesen war bzw. in denen die Marktnach-
frage kurzfristig nur noch knapp alleine durch inländische marktliche Kraftwerke hätte
gedeckt werden können, werden nur Zeitpunkte farblich abgestuft dargestellt, in denen

⁷⁵ Siehe zu den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten unten Rn. 167.

⁷⁶ Approximation von EEG-Anlagen durch die aggregierte Einspeisung von Wind Offshore-, Wind Onshore-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen, sowie Datenkategorie Sonstige Erneuerbare. Zu den Daten der ENTSO-E Transparenzplattform siehe Rn. 166.

⁷⁷ Durch Nichtberücksichtigung von Redispatcheingriffen kann eine geringfügige Unschärfe in den errechneten Werten entstehen. Auswirkungen auf die qualitativen Befunde sind aber nicht ersichtlich. Siehe hierzu Rn. 173.

⁷⁸ Zur Interpretation der Heatmap siehe Rn. 91.

die inländische marktbasierende Bedarfsdeckung kleiner als 1,0 (d.h. inländische marktbasierende Bedarfsdeckung nicht zu 100 Prozent gegeben, rote Kachel) bzw. kleiner als 1,1 (d.h. inländische marktbasierende Bedarfsdeckung noch knapp gegeben, d.h. zwischen 100 und 110 Prozent, orange) ausfiel; in allen übrigen Situationen (gelb) überstieg eine hypothetische Bedarfsdeckung alleine aus inländischen Marktkraftwerken die Stromnachfrage um mehr als 10 Prozent.

- 127 Die Darstellung verdeutlicht insbesondere die saisonalen Unterschiede bei der Bedeutung ausländischer Stromimporte. Situationen mit einer fehlenden Bedarfsdeckung durch inländische Marktkraftwerke ereigneten sich hauptsächlich in den Morgen- und Abendstunden, insbesondere in den Monaten von März bis Oktober. Auch in den Wintermonaten kam es an einzelnen Tagen bei längeren Phasen geringer Windeinspeisung (z. B. in KW5, 2024) zu Situationen, in denen eine Bedarfsdeckung allein durch inländische Marktkraftwerke über einen längeren Zeitraum (mehrere Stunden bis zu fast einem Tag) nicht möglich gewesen wäre. In all diesen Situationen wurden für die marktliche Bedarfsdeckung Importe aus dem Ausland benötigt. Im Ausland standen zu diesen Zeitpunkten ausreichende freie Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung, sodass sich entsprechende (oder oftmals auch höhere) Importe realisierten. Zudem kam es insbesondere in den Wintermonaten zu einer nicht unerheblichen Anzahl von Tagen, an denen bei einer hypothetischen Bedarfsdeckung allein aus inländischen Marktkraftwerken mehrere Tage in Folge nur noch geringe Kapazitäten überschüssig gewesen wären. In den Sommermonaten traten solche Situationen regelmäßig in den Tagesrandstunden auf. Mit dem Auslaufen des EKBG verließen spätestens zum 31. März 2024 (KW 13) 8,3 GW dargebotsunabhängige Erzeugungsleistung (wieder) den Stromer Absatzmarkt. Die Verknappung der inländischen Kraftwerkskapazitäten könnte daher mit zu den längeren zusammenhängenden Zeiträumen gegen Ende des Berichtszeitraums beigetragen haben, in dem inländische Marktmacht nur durch ausländische Importe begrenzt wurde.
- 128 Insgesamt kam es im Berichtszeitraum Mai 2023 bis April 2024 in 9,4 Prozent der Viertelstunden des Jahres zu Situationen, in denen der inländische Strombedarf marktlich nicht ohne ausländische Kraftwerke hätte gedeckt werden können. Im Zeitraum von Mai 2022 bis April 2023 war dieser Wert mit 4,8 Prozent der Zeit noch geringer.⁷⁹ Diese Ergebnisse zeigen, dass für die Wettbewerbsverhältnisse im deutschen Stromer Absatzmarkt der Verfügbarkeit überschüssiger ausländischer Kraftwerkskapazitäten und dem grenzüberschreitenden Stromgroßhandel, welcher sich in Im- und Exporten widerspiegelt, eine durchaus zunehmende Bedeutung zukommen.

⁷⁹ Abweichungen zu den Werten des Marktmachtberichts 2022 ergeben sich daraus, dass im Marktmachtbericht 2022 auf das Kalenderjahr 2022 abgestellt wurde, hier jedoch auf den Zeitraum von Mai 2022 bis April 2023 abgestellt wird.

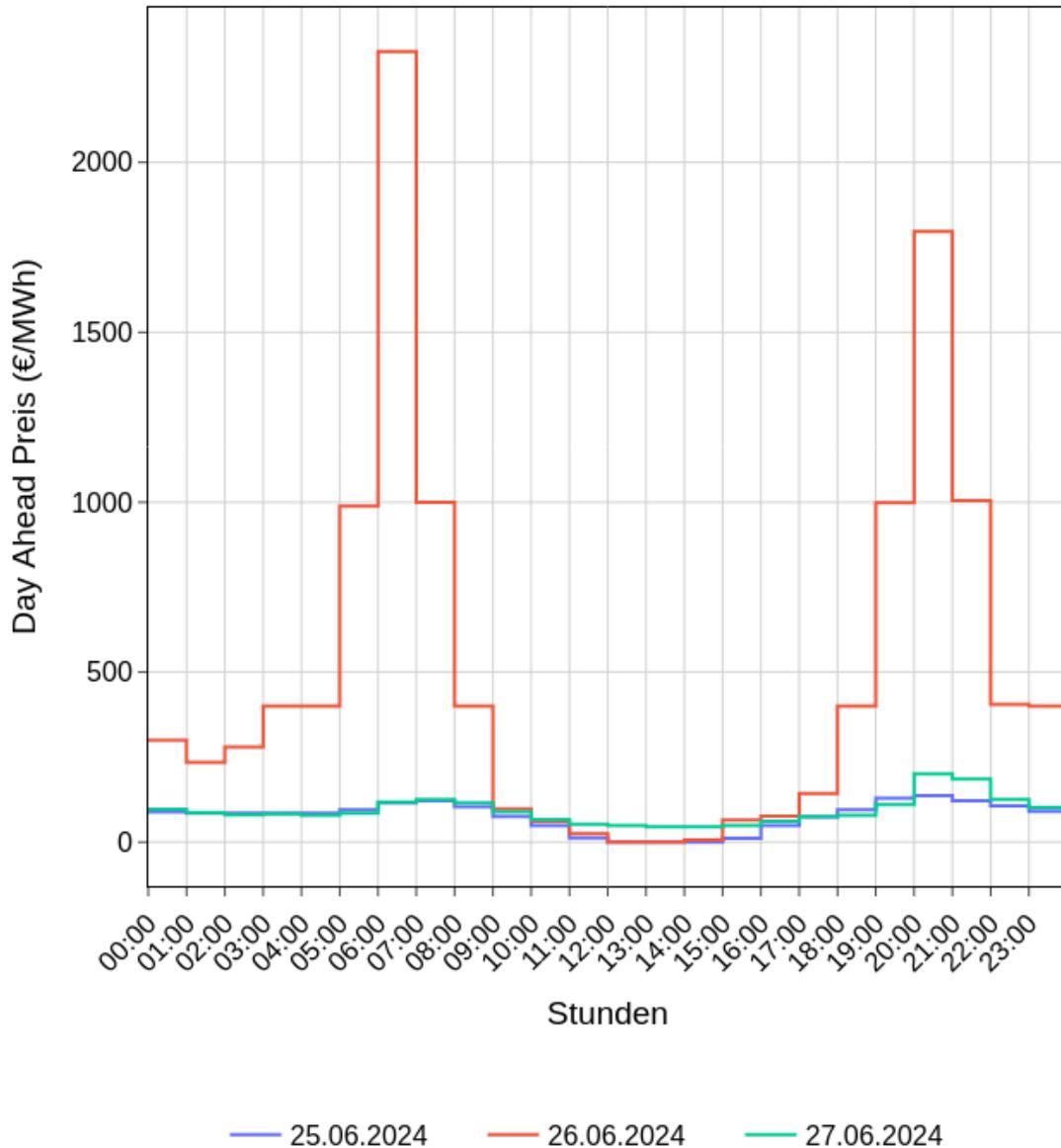
c) Sondersituation: Entkoppelte Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot für den 26. Juni 2024

129 Aufgrund eines technischen Problems an der Strombörse EPEX Spot fand am 26. Juni 2024 erstmals statt der üblichen gekoppelten Day-Ahead-Auktion⁸⁰ eine entkoppelte Day-Ahead-Auktion statt.⁸¹ Das heißt, bei der Zusammenstellung der Angebots- und Nachfragekurven wurde keine grenzüberschreitende Merit-Order gebildet, da für die Grenzkuppelstellen jeweils eine Kapazität von Null angenommen wurde. In der Folge gingen nur Kauf- und Verkaufsgebote in die Preisbildung ein, die physisch im Marktgebiet Deutschland-Luxemburg angesiedelt waren. Die Preisbildung in dieser Sondersituation wirft daher einerseits ein Schlaglicht auf die Bedeutung überschüssiger ausländischer Kraftwerkskapazitäten für die Begrenzung inländischer wettbewerblicher Verhaltensspielräume und andererseits ein Schlaglicht auf die Bedeutung ausländischer Nachfrage für die Abnahme überschüssigen Stroms aus inländischen, insb. erneuerbaren, Energiequellen. In der nachfolgenden Abbildung 14 sind zunächst die Ergebnisse der entkoppelten Day-Ahead-Auktion mit Liefertermin Mittwoch, 26. Juni 2024 dargestellt. Zur Verdeutlichung sind die Ergebnisse der Day-Ahead-Auktionen für den Vor- und den Folgetag ergänzt, also Dienstag, den 25., und Donnerstag, den 27. Juni 2024.

⁸⁰ Marktkopplung bedeutet, dass freie Kapazität zwischen Gebotszonen direkt an die verauktionierte Strommenge geknüpft ist. Obwohl sich beide Handelspartner in unterschiedlichen Gebotszonen befinden, betreiben sie bei diesem Verfahren ohne weitere Schritte miteinander Handel; die Kapazitätsvergabe erfolgt implizit. Im Single Day-Ahead Coupling sind mittlerweile sämtliche Länder der Europäischen Union miteinander verbunden. Vgl. weitergehend zur Marktkopplung Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, Monitoringbericht 2023, S. 143 ff.

⁸¹ Vgl. EPEX Spot, Pressemitteilung vom 26. Juni 2024, abrufbar unter: https://www.epexspot.com/sites/default/files/download_center_files/2024-06-26_EPEXSPOT_Statement%20on%20partial%20decoupling_Final_0.pdf (zuletzt abgerufen am 20.08.2024).

Abbildung 14: Realisierte Day-Ahead Preise der Strombörse EPEX Spot für Stromlieferungen vom 25. Juni 2024 bis 27. Juni 2024



Die x-Achse repräsentiert die gehandelten Stunden der jeweiligen Tage von 0 bis 24 Uhr. Die y-Achse stellt die zugehörigen Ergebnisse der Day-Ahead-Auktionen an der EPEX Spot dar, d.h. die resultierenden Preise der jeweiligen Lieferstunden.

Quelle: Eigene Darstellung anhand der veröffentlichten Day-Ahead Preise der Strombörse EPEX Spot.

- 130 Im Vergleich der gehandelten Tage fallen zunächst die ausgeprägten Preisspitzen am 26. Juni sowie das höhere Preisniveau in der Nacht auf. Hingegen liegt das Preisniveau in den Tagesstunden zwischen 9:00 und 18:00 Uhr in der Nähe der Preise am Vor- bzw. Folgetag. Dabei weisen die Preiskurven grundsätzlich ähnliche Formen auf, mit Spitzen in den frühen Morgen- und späten Abendstunden und einer ausgeprägten Senke um die Mittagszeit. Am 26. Juni 2024 wurde für die Stunde ab 6:00 – 7:00 Uhr ein Maximalpreis von über 2300 Euro/MWh realisiert und für die Stunde ab 20:00 – 21:00 Uhr ein Preis von ca. 1800 Euro/MWh. Im Vergleich hierzu lagen die Preisspitzen am 25. bzw. 27. Juni

2024 ab 7:00 – 8:00 Uhr bei 122 bzw. 125 Euro/MWh⁸² und ab 20:00 – 21:00 Uhr bei 137 bzw. 200 Euro/MWh. Zwischen 12:00 und 14:00 Uhr wurden am 25. und 26. Juni jeweils Preise nahe 0 Euro/MWh und am 27. Juni 2024 Preise um 50 Euro/MWh erzielt. Am 27. Juni lag die prognostizierte Höchstspeisung aus Wind und Sonne um ca. 7,5 bzw. 11 GW niedriger als an den Vortagen.⁸³ Das Preisniveau in der Nacht lag am 26. Juni 2024 zwischen 250 und 400 Euro/MWh, während es am Vor- und Folgetag jeweils bei ca. 80 bis 130 Euro/MWh lag.

- 131 Bei der Interpretation der Handelsergebnisse an der EPEX Spot für den 26. Juni 2024 ist zu berücksichtigen, dass die Entkopplung eine unvorhergesehene Sondersituation gewesen ist. Daher gibt es eine Vielzahl verschiedener Faktoren, die bei einer Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden müssen. Zunächst hätte die Entkopplung zu einem deutlich veränderten Handelsverhalten führen können. Die Entkopplung hat sich indes im Handelsvolumen nicht erheblich niedergeschlagen. Verglichen mit den Day-Ahead Auktionen für die Lieferung am 25. Juni bzw. 27. Juni 2024 wurden mit Lieferung 26. Juni 2024 zwischen 91 und 93 Prozent der Mengen gehandelt. Daher sind die Ergebnisse nicht von vornherein ohne Erkenntniswert über das Einzelereignis hinaus. Allerdings könnten Erzeugungskapazitäten, die aufgrund der derzeitigen, strukturellen Marktbedingungen nicht am aktiven Handel teilnehmen, dieses Verhalten bei einer strukturellen Veränderung der Marktbedingungen grundsätzlich ändern und auch im Sommer am aktiven Handel teilnehmen; dies hätte insb. die aufgetretenen Preisspitzen dämpfen können. Zudem könnten Handelsteilnehmer die Entkopplung für Arbitrage ausgenutzt haben, indem sie für den 26. Juni 2024 an den Strombörsen EXAA und Nordpool für das Marktgebiet Deutschland-Luxemburg gekauft und an der Strombörse EPEX Spot verkauft haben; sie hätten damit die automatische Marktkopplung durch aktives Handelsverhalten ersetzt. Diese Arbitrage hätte allerdings schon kurzfristig zu einer Dämpfung der Preiseffekte der Entkopplung der Handelsplätze beigetragen und damit den vollen Effekt einer Betrachtung der Deutsch-Luxemburgischen Gebotszone als Strominsel verwässert.
- 132 Die vorstehenden Überlegungen zeigen, dass aus den Ergebnissen des entkoppelten Handels an der EPEX Spot für den 26. Juni 2024 Schlussfolgerungen auf die strukturelle Bedeutung überschüssiger ausländischer Erzeugungskapazitäten für die Begrenzung inländischer wettbewerblicher Verhaltensspielräume zwar in qualitativer Hinsicht, nicht jedoch in exakt quantitativer gezogen werden können. Damit kann das Handelsergebnis an der EPEX Spot für den 26. Juni 2024 als illustratives Schlaglicht auf die Bedeutung

⁸² Am 26.06.2024 erreichte der Day-Ahead-Preis am Vormittag in der Stunde von 6:00 – 7:00 Uhr das Maximum, am 27.06.2024 in der Stunde von 7:00 – 8:00 Uhr.

⁸³ Vgl. die Erzeugungsprognose der Übertragungsnetzbetreiber, abrufbar unter smard.de.

überschüssiger ausländischer Erzeugungskapazitäten sowie deren Flexibilität gedeutet werden.

- 133 Ein wesentlicher Befund ist demnach, dass das Deutsch-Luxemburgische Marktgebiet an einem typischen Sommertag Flexibilität aus dem Ausland importiert. Dies gilt zunächst insbesondere für überschüssige und flexibel verfügbare ausländische Erzeugungskapazität zu Zeiten der Preisspitzen am frühen Morgen und am späteren Abend, weiter aber auch für überschüssige ausländische Erzeugungskapazität insgesamt zur Nachtzeit. Insbesondere die Preisspitzen am frühen Morgen und am späteren Abend sind durch die Grenzkosten thermischer Kraftwerke nicht mehr erklärbar. Beim preissetzenden Gebot dürften sich Opportunitätserlöse von Speichern oder die Preisvorstellungen flexibler Nachfrage für einen Konsumverzicht zeigen. Zugleich deutet das untertägige Muster auf niedrigere Preise an einem Mittag im Sommer hin. Die nachfrageinduzierten Preisspitzen am früheren Morgen und am späteren Abend weisen hingegen auf das Potential eines Ausbaus von Flexibilität im Inland und in Luxemburg als einen wesentlichen, strukturellen Bedarf des deutschen Stromsystems hin.

II. Marktanteile

- 134 Für die Erfassung der Anbieterstruktur bilden Marktanteile einen möglichen Ausgangspunkt, dessen Bedeutung allerdings durch die Besonderheiten des Stromerstabatzmarktes relativiert wird. Die Berechnung von Marktanteilen kann hierbei grundsätzlich kapazitäts-, mengen- oder wertbezogen erfolgen. Im Rahmen seiner Monitoringtätigkeit erhebt und veröffentlicht das Bundeskartellamt regelmäßig die im Stromerstabatzmarkt aktiven Erzeugungskapazitäten und die aggregierten Erzeugungsdaten von den größten Stromerzeugungsunternehmen in Deutschland. Das Bundeskartellamt wird Anteile zur Kapazität und eingespeisten Arbeit auch für das Kalenderjahr 2023 wieder im kommenden Monitoringbericht veröffentlichen.
- 135 Die Besonderheiten des Strommarktes bewirken allerdings, dass sowohl kapazitätsbezogene Marktanteile als auch auf Jahresbasis aggregierte, mengenbasierte Marktanteile für die Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Stromerzeugung und des -erstabsatzes nicht vollständig aussagekräftig sind. Ausschlaggebend hierfür ist die oben bereits erläuterte, kurzfristige zeitliche Dimension des maßgeblichen Marktgeschehens.⁸⁴ Schon jahresbasierte Marktanteile im Stromerstabatzmarkt ermöglichen daher nur sehr eingeschränkte Rückschlüsse auf die tatsächlich vorhandenen Ausweichmöglichkeiten der Marktgegenseite.

⁸⁴ Siehe schon oben unter C.III.1.

136 Zusätzlich weisen Marktanteile als Ergebnis der tatsächlichen Erzeugung eine erhebliche zeitliche Volatilität auf. Rückschlüsse von dem jeweiligen Marktanteil in einer konkreten Situation auf die Marktmacht eines Unternehmens sind deshalb nur eingeschränkt möglich. Die große Bandbreite der Erzeugungsanteile je Viertelstunde ist in Tabelle 1 dargestellt. Tabelle 1 zeigt für den Berichtszeitraum Mai 2023 bis April 2024 für die sechs (ehemals) größten Erzeugungsunternehmen in Deutschland die jeweiligen viertelstündlichen Erzeugungsanteile an der inländischen Stromproduktion ohne EEG-Strom.⁸⁵ Datenbasis sind rund 35.000 Viertelstunden des Untersuchungszeitraums, welche für jedes Unternehmen aufsteigend nach deren Erzeugungsanteil (um)sortiert wurden. Es werden die minimalen und maximalen Erzeugungsanteile in dem Beobachtungszeitraum als auch ausgewählte Quantile dargestellt. Die jeweiligen Quantile enthalten x Prozent der Viertelstunden mit den für das betreffende Unternehmen geringsten Erzeugungsanteilen. Somit geben die Quantile jeweils den Wert an, der von dem jeweiligen Anteil der Gesamtbeobachtungen nicht überschritten wurde. Z. B. gibt das hier dargestellte 25-Prozent-Quantil der beobachteten Erzeugungsanteile von EnBW im Berichtszeitraum an, dass bei 25 Prozent der betrachteten Viertelstunden EnBW einen Erzeugungsanteil von 5 Prozent nicht überschritten hatte bzw. dass EnBW bei 75 Prozent der betreffenden Viertelstunden einen Erzeugungsanteil von mindestens 5 Prozent hatte.

⁸⁵ Bei dieser Betrachtung sind die Kraftwerke außerhalb des Datensatzes (unten D.III.2.c) nicht berücksichtigt worden.

Tabelle 1: Viertelstündliche Anteile an der nicht EEG-geförderten Stromerzeugung im Berichtszeitraum in Quantilen

Unternehmen	EnBW	E.ON	LEAG	RWE	Uniper	Vattenfall
Min	[0] %	[0] %	[10] %	[10] %	[0] %	[0] %
Q1	[0] %	[0] %	[15] %	[15] %	[0] %	[0] %
Q5	[5] %	[0] %	[15] %	[20] %	[0] %	[0] %
Q25	[5] %	[0] %	[20] %	[25] %	[0] %	[5] %
Q50	[10] %	[0] %	[25] %	[25] %	[5] %	[5] %
Q75	[10] %	[0] %	[30] %	[30] %	[5] %	[5] %
Q95	[15] %	[0] %	[40] %	[35] %	[10] %	[10] %
Q99	[15] %	[0] %	[45] %	[40] %	[10] %	[20] %
Max	[25] %	[0] %	[55] %	[45] %	[20] %	[30] %

Die Tabelle zeigt die viertelstündlichen Erzeugungsanteile über den Berichtszeitraum Mai 2023 bis April 2024 in Quantilen. Eckige Klammern repräsentieren Rundung der Werte auf die nächsten fünf Prozent.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der KWEP-Daten.

- 137 Die zeitpunktscharfen Erzeugungsanteile der verschiedenen Unternehmen fluktuieren im Zeitverlauf stark. Da die Erzeugungsanteile immer den tatsächlichen Einsatz der Kraftwerke relativ zur Nachfrage abbilden, spiegelt sich in den Erzeugungsanteilen sowohl die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke als auch die Höhe der Nachfrage wider. Die beobachteten Schwankungen in den Erzeugungsanteilen werden daher auch maßgeblich von der Volatilität der Nachfrage – hier also der Residuallast, da die Betrachtung ohne nach dem EEG geförderten Strom erfolgt – getrieben bzw. überlagert.

III. Residual Supply Index (RSI)

- 138 Aufgrund der besonderen Eigenschaften des Strommarktes⁸⁶ verwendet das Bundeskartellamt in seiner ständigen Praxis eine umfassende Pivotalanalyse mit Hilfe des sog. Residual Supply Index (RSI), um die Marktmachtverhältnisse auf dem Stromerstattungsmarkt zu beurteilen.⁸⁷ 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.).

⁸⁶ Vgl. oben Rn. 14, C.III.1.

⁸⁷ 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.

1. Konzept des RSI

a) Grundidee

- 139 Der RSI beziffert, inwieweit ein Unternehmen zu einem Zeitpunkt zur Deckung der Stromnachfrage unverzichtbar (d. h. pivotal) ist. Mit anderen Worten gibt der RSI an, ob und inwieweit die Deckung der Nachfrage marktlich 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. Er erlaubt grundsätzlich Rückschlüsse auf das Bestehen und die Stärke von Marktmacht in bestimmten (Knappheits-)Situationen. Dabei weist der RSI auf Preissetzungsspielräume von Anbietern hin, die sich aus ihrer Unerlässlichkeit für die Deckung der Stromnachfrage ergeben.
- 140 Die Berechnung des RSI erfolgt im Wesentlichen nach der in den bisherigen Marktmachtberichten dargelegten Methodik.⁸⁸ Danach wird für jedes Unternehmen i für jede Viertelstunde t der RSI-Wert berechnet. Dies geschieht leicht vereinfacht anhand der folgenden Formel:

$$RSI_{i,t} = \frac{\text{Marktkapazität}_t - \text{Marktkapazität}_{i,t}}{\text{Marktnachfrage}_t}$$

- 141 Dabei bezeichnen $RSI_{i,t}$ den RSI-Wert von Unternehmen i in der Viertelstunde t , Marktkapazität_t die gesamte dem Erstabsatzmarkt zur Verfügung stehende Kraftwerkskapazität in der Viertelstunde t , $\text{Marktkapazität}_{i,t}$ die Kraftwerkskapazität von Unternehmen i in der Viertelstunde t und Marktnachfrage_t die Marktnachfrage nach Strom in der Viertelstunde t .
- 142 Der RSI eines Unternehmens setzt daher die Marktkapazität aller anderen Unternehmen ins Verhältnis zur Marktnachfrage. 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 eins. Andernfalls – wenn also die Kapazität aller anderen Unternehmen kleiner als die Marktnachfrage ist – ergeben sich Werte kleiner eins. In letzterem Fall ist das Unternehmen i in dieser Viertelstunde unverzichtbar für die Deckung der Nachfrage, d. h. pivotal.
- 143 Der RSI wird in einem ersten Schritt auf Viertelstundenbasis ermittelt. Wie im Abschnitt C.III erläutert, ist der Strommarkt bei aller kurzfristigen Volatilität von wiederkehrenden,

⁸⁸ BKartA, Marktmachtbericht 2022, Rn. 77 ff.

saisonalen Ereignissen geprägt (Jahreszeiten, Arbeitswoche/Wochenende, Feiertage, Tageszeiten, zusammenfassend im Folgenden als „Saisonalität“ bezeichnet). Zudem werden die Wettbewerbsbedingungen vom Wetter, insb. durch das Dargebot an Sonne und Wind sowie der Wasserstände beeinflusst. Auf lange Sicht treten Wetterereignisse mit einer stochastisch erfassbaren Wahrscheinlichkeit auf, teils mit unterschiedlich ausgeprägten zyklischen Momenten. Kurzfristig sind die Wetterbedingungen indes relativ genau für Marktakteure prognostizierbar. Durch die, zumindest kurzfristige, Vorhersehbarkeit wesentlicher Wettbewerbsparameter sind auch die für Unternehmen sich ergebenden Verhaltensspielräume sehr gut vorhersehbar. Damit können Situationen mit einer niedrigen Wettbewerbsintensität durch situative Anpassung des eigenen Marktverhaltens gezielt zur Preisbeeinflussung genutzt werden. Bei der Beurteilung der Marktstellung schließt das Bundeskartellamt vor diesem Hintergrund daher nicht von einzelnen (Knappheits-)Situationen in isolierten Viertelstunden, in denen ein Anbieter (ggf. zufällig) unverzichtbar war, auf die strukturelle Unverzichtbarkeit eines Anbieters. Stattdessen werden die Häufigkeit und strukturelle Vorhersehbarkeit solcher kritischen Viertelstunden über längere Zeiträume, wie z. B. ein Jahr, betrachtet. Hierbei stützt sich die strukturelle Vorhersehbarkeit pivotaler Zeiträume auf wechselnde, mit hinreichender Genauigkeit für Marktakteure prognostizierbare Marktbedingungen (siehe Abschnitte D.III.1.d) und D.III.3.b)).

b) Abbildung der sachlichen Marktabgrenzung

- 144 Die Marktkapazität und -nachfrage werden anhand der weiter oben erläuterten sachlichen Marktabgrenzung bestimmt (C.I). So werden Anlagen zur Eigenerzeugung von Strom und zur Erzeugung von Bahnstrom nicht einbezogen. Kapazitäten, die in der betrachteten Viertelstunde für die Vorhaltung von Regelleistung oder zur Leistungsbesicherung reserviert sind, werden ebenfalls nicht einbezogen. Analog wird auch die Nachfrage um die Produktionsmengen für den Eigenverbrauch und um Bahnstrom gemindert.
- 145 Erzeugungsanlagen können zudem in konkreten Viertelstunden aufgrund von technischen Restriktionen, wie z. B. Anfahrtszeiten, Mindeststillstandszeiten oder Wartungen, daran gehindert sein, Strom zu produzieren. Ihre Kapazitäten werden insoweit ebenfalls herausgerechnet. Damit bleiben nur solche Kapazitäten übrig, die für die Deckung der Nachfrage am Stromer Absatzmarkt zu den jeweiligen Zeitpunkten auch tatsächlich zur Verfügung stehen.
- 146 Entsprechend seiner früheren Entscheidungspraxis zur Marktabgrenzung hat das Bundeskartellamt EEG-geförderten Strom in der Vergangenheit indirekt mittels der Residualnachfrage in der Berechnungsmethodik des RSI berücksichtigt. Sofern ein Anbieter

über nur vernachlässigbar geringe eigene EEG-Kapazitäten verfügt, kann EEG-Strom indirekt in der RSI-Rechnung berücksichtigt werden.

- 147 Aufgrund ihrer niedrigen Grenzkosten befriedigen EEG-Anlagen vorrangig die Stromnachfrage. Entsprechend sinkt durch die Einspeisung von EEG-Strom die sog. Residualnachfrage, also diejenige Nachfrage, um deren Deckung konventionelle Kraftwerke im Wettbewerb zueinanderstehen. Bei der indirekten Berücksichtigung wird die EEG-Erzeugung daher nicht betreiberscharf einzelnen Unternehmen zugerechnet, sondern fließt nur indirekt in die Verringerung der Residualnachfrage ein. Bei der indirekten Berücksichtigung von EEG-Strom stellt der RSI daher nur auf konventionelle Kraftwerkskapazitäten ab und stellt diese der nicht vorrangig durch EEG-Einspeisung gedeckten Residualnachfrage gegenüber. Der Marktmachtbericht 2019 hat eine nur indirekte Berücksichtigung der EEG-Erzeugung umfassend im Hinblick auf mögliche Auswirkungen auf die RSI-Berechnung analysiert und kam zu dem Schluss, dass sich die genaue Zurechnung von EEG-Strom unter den damaligen Marktbedingungen nicht entscheidungserheblich auf den sich aus den RSI-Berechnungen ergebenden Marktmachtbefund ausgewirkt hat.⁸⁹
- 148 Das Bundeskartellamt hat sich im Marktmachtbericht 2022 erneut ausführlich mit der Berücksichtigung von Strom aus erneuerbaren Energien im RSI befasst. Eine betreiberscharfe Einbeziehung von EEG-Strom, welche die EEG-Einspeisung eines Unternehmens viertelstundenscharf seiner Marktkapazität $_{i,t}$ zurechnet, kann zu weiteren Zeiträumen im Vergleich zur indirekten Abbildung führen, in denen ein Unternehmen unter Einbeziehung seiner EEG-Kapazitäten pivotal wird. Wie im Marktmachtbericht 2021 erläutert, unterschätzt die indirekte Einbeziehung mittels der Residualnachfrage daher allenfalls die Marktstellung von Unternehmen.⁹⁰
- 149 Knappheitssituationen treten allerdings vorrangig in Zeiten niedriger EEG-Einspeisung auf. Eine betreiberscharfe Einbeziehung von EEG-Strom reduziert daher die resultierenden RSI-Werte im Vergleich zu einer nur indirekten Einbeziehung von EEG-Strom mittels der Residualnachfrage bereits konzeptionell vorwiegend in Zeiten ohne Knappheit – mit hin in Zeiten, in denen vergleichsweise viele Erzeugungskapazitäten verfügbar sind. Die Prüfung der Marktstellung stellt jedoch nicht auf die durchschnittliche Höhe des RSI innerhalb eines Betrachtungszeitraums ab, sondern auf den Anteil der Stunden, in dem ein Anbieter pivotal ist, also einen RSI kleiner eins aufweist (vgl. Abschnitt D.III.1.d)). Der Unterschied zwischen der indirekten und der direkten Einbeziehung von EEG-Strom hängt zudem vom Marktanteil eines Unternehmens an der Erzeugung von EEG-Strom

⁸⁹ BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 107 ff.

⁹⁰ BKartA, Marktmachtbericht 2021, Rn. 34.

ab. Verfügt ein Unternehmen nur über einen geringen Anteil an der Einspeisung von EEG-Strom, hat die direkte Abbildung daher auch nur einen geringen Effekt auf die Pivotalität des Unternehmens.

- 150 Der Marktmachtbericht 2022 hat den RSI zunächst konservativ anhand der Residualnachfrage geschätzt. Indem EEG-Strom nicht betreiberscharf berücksichtigt wurde, stellte dies eine untere Abschätzung der tatsächlichen Pivotalität der Unternehmen dar. Ergänzend wurde zusätzlich eine Sensitivitätsbetrachtung in Form einer vereinfachten, direkten Einbeziehung von EEG-Strom vorgenommen. Auch der vorliegende Marktmachtbericht folgt dieser Herangehensweise. Abschnitt D.III.3.a) stellt Ergebnisse für eine konservative Schätzung des RSI anhand der Residualnachfrage dar. Abschnitt D.III.3.c) zeigt die Sensitivitätsbetrachtung bei vereinfachter, direkter Einbeziehung EEG-geförderten Stromes. Hierbei wurde die Approximation der Einspeisung von Erneuerbaren im Detail weiterentwickelt (siehe Abschnitt D.III.2.c)cc)).

c) Abbildung der räumlichen Marktabgrenzung

- 151 Für die Ermittlung der Wettbewerbsverhältnisse sind die für das deutsch-luxemburgische Marktgebiet relevanten Marktmachtverhältnisse von Interesse, da Deutschland und Luxemburg wie im Abschnitt C.II erläutert einen gemeinsamen räumlichen Markt darstellen.⁹¹ Grenzüberschreitender Wettbewerbsdruck ist aber dennoch in die Betrachtung einzubeziehen. In konzeptioneller Hinsicht stellt sich hierbei die Frage, wie Wettbewerbskräfte aus dem Stromgroßhandel mit dem Ausland, die sich in Im- und Exporten niederschlagen, sachgerecht erfasst und abgebildet werden.
- 152 Der RSI stellt auf die Unerlässlichkeit eines Anbieters für die Deckung der (inländischen) Stromnachfrage ab. Exporte in Nachbarländer dienen nicht der Befriedigung der inländischen Nachfrage. Daher gehen exportierte Strommengen nicht in die Marktnachfrage_t ein. Kapazitäten, die für die Erzeugung von exportiertem Strom verwendet wurden, hätten grundsätzlich auch inländische Nachfrage decken können. Für den RSI kommt es nicht auf den tatsächlichen Einsatz zur Deckung eben dieser an. Daher wird die Marktkapazität_t im Gegensatz zur Marktnachfrage_t nicht um Exporte bereinigt.
- 153 Das Bundeskartellamt hat zur Approximation des Importpotentials bei der Berechnung des RSI in den vergangenen Marktmachtberichten zwei Annäherungsmethoden entwickelt. Zum einen verwendet das Bundeskartellamt einen statischen Ansatz, bei dem ein über den Berichtszeitraum konstanter Wert für das ausländische Wettbewerbspotential

⁹¹ 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 Stromer Absatzmarkt abgegrenzt. Vgl. zur Gebotszonentrennung und zur fortbestehenden -ausstülpung ausführlich BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 33 ff.

bei den RSI-Berechnungen zugrunde gelegt wird. Hierbei setzt das Bundeskartellamt als verfügbare Kapazität den Nettoimportwert an, der in 99 Prozent bzw. 95 Prozent der Viertelstunden des Berichtszeitraumes nicht überschritten wurde.⁹² In der Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -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.⁹³ 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.⁹⁴

- 154 Zum anderen nutzt das Bundeskartellamt ergänzend einen situativen Ansatz, der das ausländische Wettbewerbspotential in Abhängigkeit der ausländischen Residuallast abbildet.⁹⁵ Dieser Ansatz 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. Der situative Charakter des angesetzten Nettoimportpotentials besteht darin, dass viertelstundenscharf nur ein solches Importpotential angesetzt wird, das in Situationen mit einer wenigstens genauso hohen ausländischen Residuallast tatsächlich im Berichtszeitraum realisiert wurde. Je Viertelstunde werden daher nur solche Viertelstunden in die Berechnung des situativen Importpotentials einbezogen, in denen die ausländische Residuallast mindestens so hoch wie in der betrachteten Viertelstunde im Berichtszeitraum war. Abbildung 15 verdeutlicht die Berechnungslogik. Das Importpotential zu einer jeweiligen Residuallastsituation im Ausland ergibt sich als Nettoimportwert, der in 99 Prozent der Zeit (99-Prozent-Quantil) oder in 95-Prozent der Zeit (95-Prozent-Quantil) bei einer entsprechenden oder höheren ausländischen Residuallast nicht übertroffen wurde.

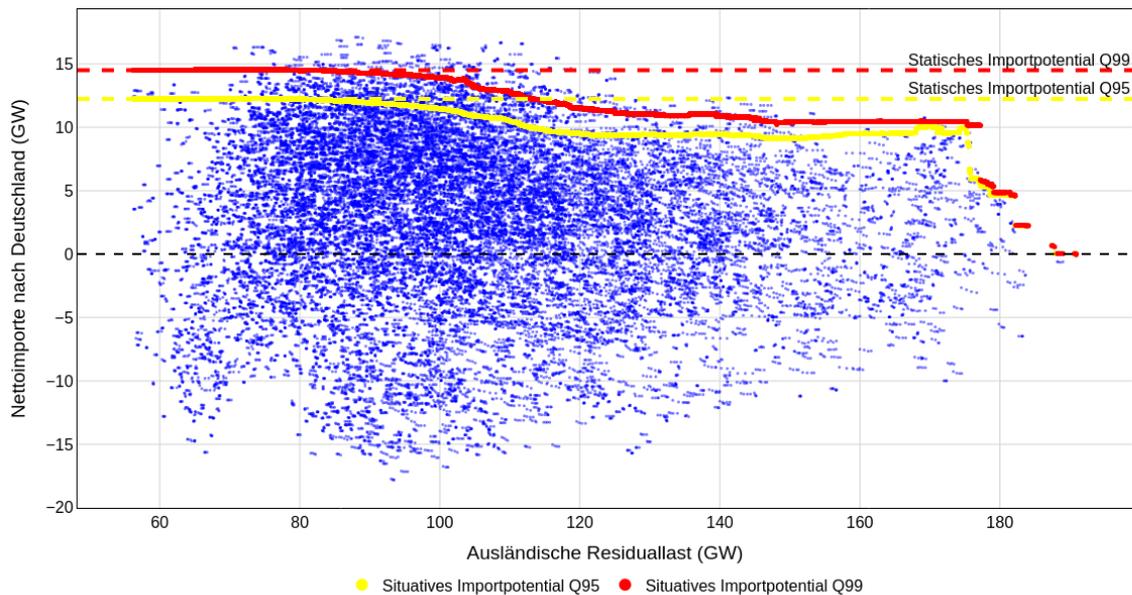
⁹² BKartA, Marktmachtbericht 2021, Rn. 86 ff.

⁹³ Vgl. BKartA, Januar 2011, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, S. 99.

⁹⁴ BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 97.

⁹⁵ Ausführlich BKartA, Marktmachtbericht 2020, Rn. 91 ff.

Abbildung 15: Ausländische Residuallast, Nettoimporte und angenommenes situatives Importpotential



Die blauen Punkte stellen je Viertelstunde im Berichtszeitraum die ausländische Residuallast und die Nettoimporte nach Deutschland dar. Die rote und gelbe Kurve zeigt das Importpotentials für die jeweilige ausländische Residuallast nach der situativen Logik. Die gestrichelte rote und gelbe Linie zeigt das angenommene statische Importpotential. Die gestrichelte schwarze-weiße Linie kennzeichnet den Übergang von Nettoimporten zu -exporten.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf ENTSO-E Daten.

155 In der Vergangenheit hat das Bundeskartellamt bei der situativen Logik auf den bedingten Maximalwert als Maß für das Importpotential abgestellt. Allerdings weisen bedingte Maximalwerte, genauso wie unbedingte Maximalwerte bei der statischen Importlogik, eine hohe Sensitivität für einzelne Ausreißer auf.⁹⁶ Das Bundeskartellamt hat im Marktmachtbericht 2022 ausführlich die Anfälligkeit eines bedingten Maximalwertes für Ausreißer an einzelnen Tagen im Winter bei sehr hoher Residuallast im Ausland diskutiert. Der bedingte Maximalwert überzeichnet das ständig zur Verfügung stehende ausländische Importpotential erheblich. So liegen auch in vergleichbaren bzw. auch in weniger knappen Residuallastsituationen im Ausland die entsprechenden Importwerte deutlich unter solchen Extremwerten. Das Bundeskartellamt hat daher für die Zwecke des letzten Marktmachtberichts das Importpotential der situativen Logik ebenfalls auf der Basis von Quantilswerten bestimmt. Auch der vorliegende Marktmachtbericht folgt der im Marktmachtbericht 2022 etablierten Berechnungslogik und stellt erneut bei der situativen Importlogik auf bedingte Quantile ab. Dies gewährleistet, dass die errechneten Werte bei entsprechenden Residuallastsituationen hinreichend oft auftraten und ermöglicht so eine realistische Abbildung des situativ verfügbaren ausländischen Wettbewerbspotentials.

⁹⁶ Siehe hierzu bereits BKartA, Marktmachtbericht 2020, Rn. 111.

- 156 Auch bei der situativen Betrachtung werden die berechneten Werte für das ausländische Wettbewerbspotential kapazitätsseitig zu den freien Marktkapazitäten der Wettbewerber hinzugerechnet.
- 157 In den ein bzw. fünf Prozent der Zeit, in der die tatsächlichen Importe das approximierte Importpotential überschritten, wurden sowohl bei der statischen als auch bei der situativen Logik bei der Berechnung des RSI für diese Zeitpunkte die tatsächlichen Importwerte als ausländisches Wettbewerbspotential angesetzt, um mögliche Verzerrungen auszuschließen.

d) Abbildung der zeitlichen Marktabgrenzung

- 158 Der RSI zielt darauf ab, Rückschlüsse auf das Bestehen und die Stärke von Marktmacht in Knappheitssituationen zu geben. Bei der Beurteilung der Marktstellung schließt das Bundeskartellamt jedoch nicht von einzelnen Knappheitssituationen in isolierten Viertelstunden, in denen ein Anbieter (ggf. zufällig) unverzichtbar war, auf die strukturelle Unverzichtbarkeit eines Anbieters. Vielmehr geht es darum zu identifizieren, inwiefern Unternehmen Verhaltensspielräume zur Preisbeeinflussung strukturell vorhersehen und damit ausnutzen können. Eine sachgerechte Erfassung struktureller Verhaltensspielräume ist im Stromer Absatzmarkt nur bei Zugrundlegung eines längeren Betrachtungszeitraums statistisch möglich (Abschnitt C.III.1). Die RSI-Analyse stellt daher grundsätzlich auf den Zeitraum eines Jahres ab. Dem entspricht der einjährige Berichtszeitraum von Mai 2023 bis April 2024, der nachfolgend zu Grunde liegt.
- 159 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. Die Anzahl der Viertelstunden, in denen das Unternehmen für die Deckung der Nachfrage unverzichtbar war, wird daher über einen längeren Zeitraum betrachtet. Ein höherer Anteil pivotaler Viertelstunden geht mit einer höheren Wahrscheinlichkeit einher, dass ein Unternehmen aus strukturellen Gründen über Marktmacht verfügt. In seiner bisherigen Praxis hat das Bundeskartellamt die strukturelle Vorhersehbarkeit von pivotalen Zeitanteilen daher vereinfachend hilfsweise mit einem Schwellenwert für den Anteil der Viertelstunden eines Berichtszeitraum approximiert, in dem ein Unternehmen pivotal war. Nach dem in der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/-großhandel vom Bundeskartellamt 2011 erstmalig angewendeten Ansatz wird eine marktbeherrschende Stellung hierbei vermutet, wenn ein Stromerzeuger in mindestens 5 Prozent der Zeit eines Jahres (d. h. in mindestens 438 Stunden bzw.

1.752 Viertelstunden eines Jahres) unverzichtbar für die Deckung der Stromnachfrage war.⁹⁷

- 160 Dabei wird keineswegs zwingend ein Kalenderjahr zugrunde gelegt, sondern im Sinne einer rollierenden Betrachtung ein entsprechender Untersuchungszeitraum von 12 Monaten. Der Schwellenwert von 5 Prozent entspricht dem allgemein in der wissenschaftlichen Debatte vorgeschlagenen Wert, der auch von anderen Wettbewerbsbehörden angewendet wird.⁹⁸ Die Marktbeherrschungsbefunde in der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/-großhandel für die beiden damals größten Unternehmen beruhten auf einer Überschreitung dieses Schwellenwertes um rund 500 bis 1.000 Prozent,⁹⁹ sodass es auf die genaue Bemessung des Schwellenwertes nicht ankam. Auch in den vergangenen Marktmachtberichten gaben die tatsächlichen Verhältnisse auf dem Stromer Absatzmarkt keinen Anlass, die Diskussion über die genaue Bemessung des Schwellenwertes zu vertiefen, weil die Anteile an Viertelstunden, in denen Unternehmen für die Deckung der Nachfrage in den jeweiligen Zeiträumen unverzichtbar waren, jeweils sehr deutlich über bzw. unter denkbaren Schwellenwerten gelegen haben. Dies ist im vorliegenden Berichtszeitraum anders.
- 161 Der vorliegende Marktmachtbericht analysiert daher erstmalig vertieft, inwiefern Unternehmen auch in der Nähe der Vermutungsschwelle von 5 Prozent strukturell solche Zeiträume vorhersehen können, in denen sie unverzichtbar für die marktliche Deckung der Stromnachfrage sind. Wie im Abschnitt C.III.1 zur zeitlichen Marktabgrenzung dargestellt, wird der Bedarf an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung wesentlich von saisonalen, wiederkehrenden Effekten (Jahreszeit, Arbeitswoche/Wochenende, Feiertage, Tageszeit) und wetterbedingten Einflüssen (Dargebot an Sonne, Wind und Wasser) geprägt. Der vorliegende Marktmachtbericht untersucht daher, inwiefern pivotale Zeiträume mit der Saisonalität und dem Dargebot an Erneuerbaren korrelieren.
- 162 Abschnitt D.III.3.b) zeigt, dass sich pivotale Zeiträume von Unternehmen in der Nähe der Vermutungsschwelle (derzeit RWE) nicht zufällig über den Berichtszeitraum verteilen, sondern stark mit Saisonalität und der Einspeisung von Erneuerbaren korrelieren. Dies ist ein Indiz dafür, dass Unternehmen durch beobachtbare bzw. gut prognostizierbare Faktoren auch in der Nähe der 5 Prozent Schwelle ihre Unverzichtbarkeit zur inländischen Deckung der Stromnachfrage einschätzen können. Daher kommt es für die Ver-

⁹⁷ Vgl. Bundeskartellamt, Januar 2011, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, S. 98-109.

⁹⁸ Vgl. Sheffrin, Predicting Market Power Using the Residual Supply Index, 2002, London Economics Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005, abrufbar unter https://competition-policy.ec.europa.eu/sectors/energy-environment/sector-inquiry-energy-2005_en.

⁹⁹ Vgl. Bundeskartellamt, Januar 2011, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, S. 105.

mutung einer Marktbeherrschung nicht auf die präzise Überschreitung der Vermutungsschwelle von 5 Prozent an. Vielmehr kann auch in der Nähe der Vermutungsschwelle bereits bei weniger pivotalen Anteilen eine strukturelle Vorhersehbarkeit gegeben sein.

- 163 Eine weitere Verfeinerung des prozentualen Schwellenwerts kann daher offengelassen werden. Für die vorliegende Analyse dient der Schwellenwert von 5 Prozent der Viertelstunden eines Jahres weiterhin hilfsweise als erste Approximation struktureller Vorhersehbarkeit und ergänzt die vertiefte Analyse struktureller Vorhersehbarkeit (Abschnitt D.III.3.b)). Im Hinblick auf den Aspekt der Rechtssicherheit für betroffene Unternehmen ist darauf hinzuweisen, dass es sich bei dem Schwellenwert um eine Vermutungsschwelle handelt. Bislang hat das Bundeskartellamt auf eine tieferegehende Analyse der pivotalen Zeiträume verzichtet, da der größte deutsche Stromerzeuger, RWE, im letzten Marktmachtbericht die Vermutungsschwelle um ca. 300 Prozent überschritt (unter Berücksichtigung des statischen wie auch des situativen 95-Prozent Quantils der beobachteten Importe als ausländisches Wettbewerbspotential);¹⁰⁰ in der Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel überschritten die beiden damals größten Unternehmen den Schwellenwert sogar um rund 500 bis 1.000 Prozent.¹⁰¹ Auf eine weitergehende Analyse konnte daher verzichtet werden.
- 164 Im vorliegenden Marktmachtbericht liegt der größte Stromerzeuger in Deutschland, RWE, nahe an der Vermutungsschwelle. Daher analysiert das Bundeskartellamt erstmals, inwiefern es Unternehmen auch in der Nähe des Schwellenwertes möglich ist, ihre zeitpunktscharfe Marktstellung einzuschätzen. Unternehmen können dafür u. a. auf zahlreiche öffentlich zugängliche Transparenzdaten¹⁰² und Kenntnisse aus dem eigenen Kraftwerksgeschäft zurückgreifen. In diesem Kontext ist nicht zuletzt auch zu berücksichtigen, dass die Feststellung einer marktbeherrschenden Stellung ohnehin nur in einem konkreten Einzelfall und nicht allein anhand von Vermutungsschwellen, sondern anhand einer umfassenden Bewertung aller relevanten Umstände erfolgen kann.

2. Empirische Berechnung des RSI

- 165 Hinsichtlich der Umsetzung des Konzepts des RSI in diesem Bericht, d.h. 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).

¹⁰⁰ BKartA, Marktmachtbericht 2022, Rn. 118.

¹⁰¹ Vgl. BKartA, Januar 2011, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, S. 98-109.

¹⁰² Vgl. nur die Internetangebote transparency.entsoe.eu, www.smar4d.de, www.netztransparenz.de, www.regelleistung.net, www.marktstammdatenregister.de, <https://www.eex-transparency.com/power/de/production/availability>.

a) Datengrundlage

- 166 Die Datengrundlage für die Berechnung des RSI gliedert sich im Wesentlichen in die Bewegungsdaten der einzelnen Kraftwerke (insb. Einspeisung und verfügbare Kapazitäten sowie Regelenergievorhaltung), die Zuordnung der einzelnen Kraftwerke zu den einzelnen Erzeugungsunternehmen sowie Daten zum grenzüberschreitenden Stromhandel und zur ausländischen Residuallast. Für ergänzende Auswertungen wurde insbesondere auf Daten der ENTSO-E Transparenzplattform¹⁰³ zurückgegriffen sowie auf die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur.¹⁰⁴
- 167 Die Bewegungsdaten der Kraftwerke entstammen den nach der System Operation Guideline (SO-GL)¹⁰⁵ von den Übertragungsnetzbetreibern erhobenen Kraftwerkseinsatzplanungsdaten (KWEF-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 Prozessen¹⁰⁶ Kraftwerkseinsatzplanungsdaten an die Übertragungsnetzbetreiber übermitteln; relevante Kraftwerke in Luxemburg und Österreich melden ihre Daten ebenfalls. Meldepflichtig sind nicht dem EEG unterfallende Anlagen, die einen Generator oder eine Pumpe mit einer Nettonennleistung von 10 MW oder mehr betreiben, sowie dem EEG unterfallende Anlagen, die direkt an das Übertragungsnetz (Spannungsebene mindestens 110 kV) angeschlossen sind. Der Datensatz enthält anlagenscharfe, viertelstündliche Daten, z. B. zur geplanten Erzeugung, Regelleistungsvorhaltung, zu Vorhaltungen für die Leistungsbesicherung, zur frei verfügbaren Kapazität sowie zur im Rahmen der technischen Restriktionen derzeit verfügbaren Gesamtkapazität. Diese Daten dienen den Übertragungsnetzbetreibern insbesondere zur Planung von Redispatch-Einsätzen.
- 168 Die Daten über kommerzielle Stromflüsse in das oder aus dem deutsch-luxemburgischen Marktgebiet stammen von ENTSO-E. Sie beinhalten Daten zu den kommerziellen Importen und Exporten zwischen dem deutsch-luxemburgischen Marktgebiet und den angrenzenden Marktgebieten sowie zum kommerziellen Saldo. Für einige angrenzende Marktgebiete werden die Importe und Exporte in viertelstündlicher Auflösung abgebildet.¹⁰⁷ Für die übrigen angrenzenden Marktgebiete liegen Daten in stündlicher Auflösung

¹⁰³ 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/>.

¹⁰⁴ BNetzA, Kraftwerksliste (Stand 15. April 2024), abrufbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/Elekt-rizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>.

¹⁰⁵ 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.

¹⁰⁶ BNetzA, B. v. 20 Dezember 2018, BK6-18-122, geändert durch B. v. 2. September 2019, BK6-21-195.

¹⁰⁷ Zur genaueren Beschreibung der Daten siehe BNetzA, Smard.de - Benutzerhandbuch, abrufbar unter: <https://www.smard.de/home/benutzerhandbuch>, zuletzt aufgerufen August 2024.

vor. In den folgenden Berechnungen wurde unterstellt, dass die kommerziellen Im- und Exporte in allen vier Viertelstunden einer Stunde konstant sind. Zudem werden von ENTSO-E Daten zur ausländischen Last und Erzeugung genutzt, um die ausländische Residuallast für die situative Importlogik herzuleiten. Die Approximation der Einspeisung von Erneuerbaren basiert ebenfalls auf Daten von ENTSO-E.

- 169 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.¹⁰⁸

b) Ableitung der Berechnungsgrößen des RSI aus der Datengrundlage

- 170 Aus dem KWEP-Datensatz wurden zunächst die wenigen Meldungen entfernt, die sich nicht auf Erzeugungsanlagen im Sinne des oben definierten Stromerstabsatzmarktes oder Anlagen in der Netzreserve¹⁰⁹ beziehen. Im Wesentlichen wurden hierbei Meldungen einiger dem EEG unterfallender 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 aufgrund 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. 5,5 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 Stromerstabsatzmarkt verkauft werden, werden bei der RSI-Berechnung dennoch indirekt berücksichtigt, weil die von solchen Überschussmengen gedeckte Nachfrage bei der RSI-Berechnung ebenfalls außer Betracht bleibt. Alle verbliebenen Meldungen wurden bekannten Kraftwerken zugeordnet.
- 171 Die inländische Nachfrage je Viertelstunde wurde geschätzt als die in den KWEP-Daten angegebene geplante Produktion inländischer Erzeugungsanlagen (von mindestens 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 dem EEG-unterfallenden Anlagen enthalten,

¹⁰⁸ Für eine ausführliche Erläuterung siehe BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2022, S. 48.

¹⁰⁹ Die Erzeugung von Anlagen in der Netzreserve geht in die Berücksichtigung von Redispatch mit ein. Siehe Rn. 173.

entspricht die so ermittelte Nachfrage der Residualnachfrage, also der Gesamtnachfrage nach Abzug von EEG-Mengen. Nach vorstehender Erläuterung ermittelte Industrieanlagen wurden in die Berechnung der Nachfrage ebenfalls nicht einbezogen.

- 172 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.
- 173 Auf eine Korrektur der Nachfrage um tatsächlich erfolgte Redispatch-Maßnahmen wurde mangels Erheblichkeit verzichtet. Redispatch ist für die RSI-Berechnung im Wesentlichen neutral. Redispatch gemäß §§ 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. 13a EnWG wird aus Netzgründen angeordnet und bewirkt grundsätzlich eine Verschiebung der Produktion zwischen Erzeugungsanlagen, ohne die Gesamtmenge der Erzeugung zu verändern.¹¹⁰ 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,¹¹¹ wird die entsprechende Erzeugung bei der RSI-Berechnung als Nachfrage berücksichtigt, indem die Erzeugung aus Netzreserveanlagen hier mit eingeht. Negativer Redispatch von EEG-Anlagen bewirkt die Verschiebung der Erzeugung von Kraftwerken außerhalb des in dieser Analyse als Basisszenario betrachteten Stromer Absatzmarktes in nicht netztechnisch restringierte Marktkraftwerke. Die in solchen Zeiten in Marktkraftwerke verschobene Erzeugung wird im Rahmen der RSI-Berechnung als Nachfrage berücksichtigt. Insofern könnte die Verschiebung grundsätzlich zu einer Überschätzung von Knappheitssituationen führen, da das eingesetzte Marktkraftwerk nicht mehr als freie Kapazität in der RSI-Rechnung berücksichtigt wird; zugleich bildet dies die energiewirtschaftliche Realität in diesem Zeitraum zutreffend ab. Negativer Redispatch von EEG-Anlagen tritt außerdem überwiegend bei erheblicher Einspeisung von nach dem EEG geförderten Anlagen auf. In solchen Zeiten äußerst hoher EEG-Einspeisung und damit verbundener niedriger Residualnachfrage stellen keine für den Marktmachtbefund auf Grundlage der RSI-Berechnungen relevanten Knappheitssituationen dar.¹¹² Insofern wird hierdurch keine Korrektur um Redispatch erforderlich.

¹¹⁰ Zum neu eingeführten § 13k EnWG Nutzen statt Abregeln siehe C.I.6.

¹¹¹ Siehe dazu oben, Rn. 42.

¹¹² Vgl. BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 107 ff.

c) Approximation nicht von KWEP-Daten erfasster Anlagen

aa) Approximation von Kleinanlagen

- 174 Nach der SO-GL umfassen die KWEP-Daten aus den Datenlieferungen solche konventionellen Erzeugungsanlagen, die eine Nettonennleistung von mindestens 10 MW haben. Nach der SO-GL enthält der Datensatz also grundsätzlich¹¹³ keine konventionellen Anlagen, die eine Nettonennleistung von unter 10 MW aufweisen. Die entsprechende fehlende Erzeugungskapazität lässt sich jedoch aus dem Marktstammdatenregister ableiten.¹¹⁴ Hierbei wurden wiederum nur nicht-EEG-Kapazitäten berücksichtigt, die auch nicht vorrangig dem Eigenverbrauch¹¹⁵ dienen. Nach dieser Abgrenzung liegen für eine Kapazität von ca. 5,4 GW keine KWEP-Daten vor (Marktmachtbericht 2022 rd. 4,3 GW). Im Vergleich zu den Vorjahren fällt die Schätzung der nicht erfassten kleinen Kraftwerke höher aus. Dies geht zum einen auf einen Anstieg der gemeldeten Nettonennleistung einiger Kraftwerke zurück, zum anderen auf neu hinzugekommene kleine Kraftwerke (v. a. gasbefeuerte (Blockheiz)Kraftwerke sowie Speicher).
- 175 Die nicht von den KWEP-Daten erfassten, dem Stromer Absatzmarkt jedoch zuzurechnenden Erzeugungsanlagen werden durch eine Approximation in der RSI-Berechnung berücksichtigt. Die Marktnachfrage wird um viertelstundenscharfe Schätzungen der Produktion dieser Anlagen ergänzt. Ebenso wird die Marktkapazität der anderen Unternehmen je um viertelstundenscharfe Schätzungen der verfügbaren Gesamtkapazität dieser Anlagen korrigiert. Die Schätzung der Produktion und der verfügbaren Kapazitäten der fehlenden Anlagen wird viertelstundenscharf extrapolierend errechnet. In diese Rechnung gehen die Kapazität der im Datensatz nicht erfassten Anlagen auf der einen Seite und die beobachtete prozentuale Auslastung bzw. die Verfügbarkeit der KWEP-Daten meldenden Anlagen unter 50 MW Nettonennleistung auf der anderen Seite ein. Dieser Vorgehensweise liegt der Befund zugrunde, dass die fehlenden Kraftwerke und die kleinen, im Datensatz vorhandenen Kraftwerke von ähnlicher Technologie sind. Folglich ist auch davon auszugehen, dass die nicht erfassten kleinen Kraftwerke im Hinblick auf ihre Fahrweise strukturelle Ähnlichkeiten zu den kleinsten Kraftwerken im Datensatz aufweisen.

¹¹³ Vereinzelt Anlagen knapp unter 10 MW melden freiwillig KWEP-Daten; diese Anlagen werden gemäß ihren KWEP-Meldungen berücksichtigt und lediglich die verbleibende Kapazität kleiner Anlagen wie nachfolgend beschrieben angenähert.

¹¹⁴ Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur, Einheitenübersicht, einsehbar unter www.marktstammdatenregister.de. Zuletzt aufgerufen im September 2024.

¹¹⁵ Es werden nur Anlagen aus dem MaStR mit der Eigenschaft „Volleinspeisung“ berücksichtigt.

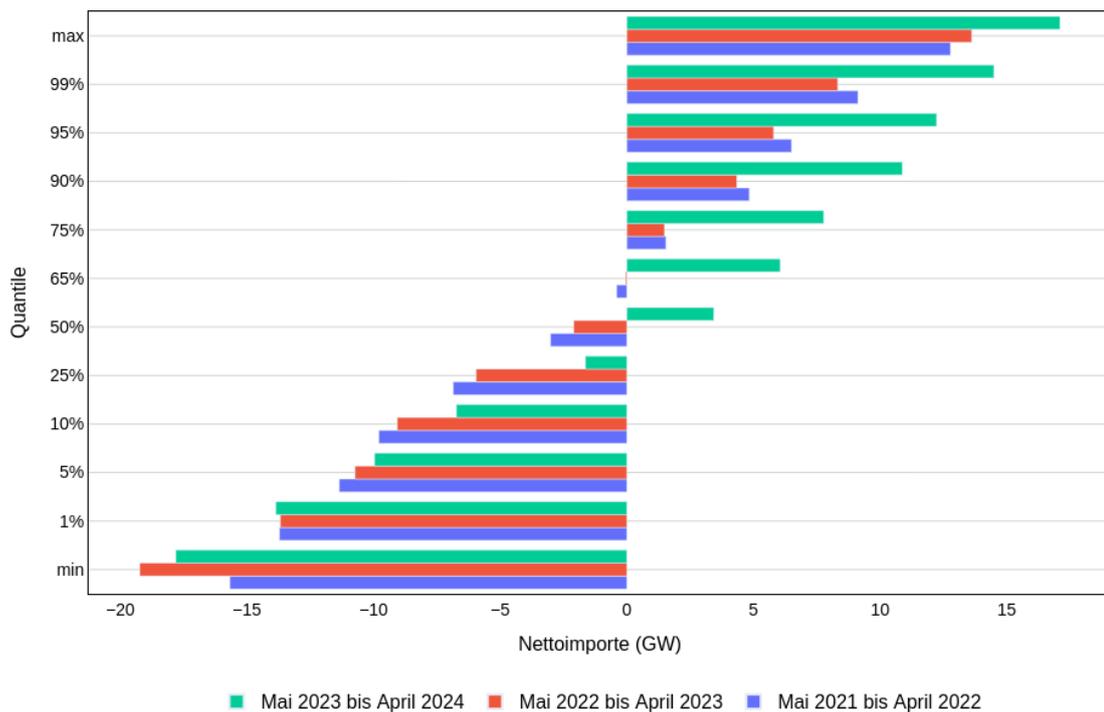
bb) Approximation des ausländischen Wettbewerbspotentials

- 176 Die KWEP-Daten enthalten keine Angaben zu dem Wettbewerbspotential, das von im Ausland gelegenen Kraftwerken im Zusammenspiel mit der dortigen Nachfrage ausgeht. Das Bundeskartellamt ermittelt dieses ausländische Wettbewerbspotential daher über geeignete statistische Auswertungen der realisierten Nettoimporte (siehe 1.c)).
- 177 In der statischen Abbildung des ausländischen Wettbewerbspotentials wird in der RSI-Rechnung das ausländische Wettbewerbspotential über geeignete Quantile der Nettoimporte nach Deutschland approximiert. Abbildung 4 stellt ausgewählte Quantile¹¹⁶ sowie das Minimum und Maximum der beobachteten stündlichen Nettoimportmengen im Berichtszeitraum Mai 2023 bis April 2024 dar. Die beobachteten Quantilswerte geben an, welche Nettoimporte im jeweiligen Anteil der Zeit nicht überschritten wurden. Positive Werte zeigen Nettoimporte von Strom, negative Werte Nettoexporte.
- 178 Im Berichtszeitraum Mai 2023 bis April 2024 lag der höchste stündliche Nettoimport bei 17.099 MW (zum Vergleich der höchste stündliche Nettoimport im Kalenderjahr 2022, das dem Marktmachtbericht 2022 zu Grunde lag: 12.368 MW). Verglichen mit dem Marktmachtbericht 2022 sind die für die Marktmachtanalyse relevanten Quantilswerte deutlich gestiegen. Im Berichtszeitraum Mai 2023 bis April 2024 lag der Wert an der Grenze zu den 1 Prozent höchsten Werten der stündlichen Nettoimporte (99-Prozent-Quantil) bei 14.495 MW (Kalenderjahr 2022: 8.109 MW), der Wert an der Grenze zu den 5 Prozent höchsten Werten der Nettoimporte (95-Prozent-Quantil) bei 12.232 MW (Kalenderjahr 2022: 5.500 MW). Die Erhöhung der Quantilswerte spiegelt die vielfach in der Presse diskutierte Veränderung des Außenhandelsaldos für Strom wider.¹¹⁷ In der statischen Abbildung des ausländischen Wettbewerbspotentials in der RSI-Rechnung werden die vorgenannten Werte kapazitätsseitig zu den freien Marktkapazitäten der Wettbewerber hinzugerechnet.

¹¹⁶ Zum Quantilsbegriff siehe bereits Rn. 136.

¹¹⁷ Der kommerzielle Außenhandel könnte auch durch den Ausbau von Interkonnektoren und Vorgaben aus der europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (EU) 2019/943 zur Bereitstellung von Kapazitäten für den gebotszonenüberschreitenden Stromhandel beeinflusst werden.

Abbildung 16: Quantile der Nettoimporte



Die grünen Balken zeigen ausgewählte Quantile sowie das Minimum und Maximum der realisierten Nettoexporte im Berichtszeitraum Mai 2023 bis April 2024. Zum Vergleich zeigen die roten und blauen Balken die Werte für die entsprechenden Quantile von Mai 2022 bis April 2023 bzw. Mai 2021 bis April 2022.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf ENTSO-E Daten.

- 179 Die situative Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials berechnet viertelstundenscharf bedingte Quantilswerte der realisierten Importe in Abhängigkeit von der Residuallast im Ausland. Die ausländische Residuallast dient hierbei als Indikator für die Fähigkeit des Auslands, in einer bestimmten Situation, d.h. für eine bestimmt im Ausland anliegende Residuallast, Strom nach Deutschland zu exportieren. Das Importpotential einer spezifischen Residuallastsituation im Ausland ergibt sich als Nettoimportwert, der in 99 Prozent der Zeit (99-Prozent-Quantil) oder in 95-Prozent der Zeit (95-Prozent-Quantil) bei einer entsprechenden oder höheren ausländischen Residuallast nicht übertraffen wurde.

cc) Abbildung von EEG-Anlagen

- 180 In der bisherigen Methodik und auch weiterhin werden EEG-Anlagen in der RSI-Berechnung nicht direkt berücksichtigt. Daher ist für diese Analyse keine Approximation der Einspeisung aus EEG-Anlagen erforderlich.

- 181 Ergänzend wurde bereits im letzten Marktmachtbericht in einer Sensitivitätsbetrachtung der RSI unter vereinfachter, direkter Berücksichtigung aller EEG-Kapazitäten der betrachteten Unternehmen berechnet.¹¹⁸ Hierfür wurde die EEG-Einspeisung anhand von viertelstundenscharfen ENTSO-E-Daten zur Stromerzeugung unternehmensscharf approximiert, da zeitpunktscharfe Werte weder für die einzelnen EEG-Anlagen noch unternehmensspezifisch aggregiert vorlagen.¹¹⁹ Der vorliegende Bericht weist erneut Ergebnisse für eine unternehmensscharfe Approximation der Einspeisung von Erneuerbaren aus. Zudem präzisiert der vorliegende Bericht die Approximation von Erneuerbaren in einem zweiten Ansatz durch eine technologie-, unternehmens- und regelzonenscharfe Approximation der EEG-Einspeisung.
- 182 Die unternehmensscharfe Approximation der EEG-Einspeisung nimmt an, dass das betrachtete Unternehmen i zu jedem Zeitpunkt t einen über alle erneuerbaren Technologien und den Berichtszeitraum konstanten Anteil α_i an der EEG-Einspeisung hat. Der Anteil des betrachteten Unternehmens an der EEG-Einspeisung von Erneuerbaren wird über die im Monitoringprozess für das Kalenderjahr 2023 ermittelte Einspeisung an EEG-Strom des Unternehmens abgeschätzt. Um eine viertelstundenscharfe Approximation der EEG-Einspeisung des Unternehmens zu erhalten, wird der Marktanteil des Unternehmens mit Gesamt-EEG-Einspeisung in Deutschland je Viertelstunde multipliziert:

$$EEG_{i,t} = \alpha_i \times EEG_t$$

- 183 Der vorliegende Bericht verfeinert die Approximation der EEG-Einspeisung durch eine technologie-, regelzonen- und unternehmensscharfe Annäherung. Während der oben dargestellte Ansatz einen konstanten Anteil an der EEG-Einspeisung über alle Primärenergieträger und Regelzonen annimmt, stellt der technologie- und regelzonenscharfe Ansatz auf den Marktanteil $\alpha_{i,e,c}$ des Unternehmens i am Primärenergieträger e in der Regelzone c ab. Regelzonen dienen hierbei als eine erste Annäherung an die geographische Verteilung der EEG-Anlagen eines Unternehmens über Deutschland. Um eine viertelstundenscharfe Approximation der EEG-Einspeisung eines Unternehmens zu erhalten, wird der Marktanteil des Unternehmens je Primärenergieträger und Regelzonen mit der Gesamteinspeisung dieses Primärenergieträgers je Regelzone und Viertelstunde multipliziert. Die viertelstündliche Summe der EEG-Einspeisung des Unternehmens folgt aus der Summierung über alle Primärenergieträger und Regelzonen.

¹¹⁸ BKartA, Marktmachtbericht 2022, Rn. 111 ff.

¹¹⁹ Um EEG-Anlagen konsistent methodisch einzubeziehen, werden auch die wenigen Wind-, Solar- und Biomasseanlagen, die KWEP-Daten melden, anhand der unten beschriebenen, einheitlichen Logik approximiert. Wasserkraftwerke, die KWEP-Daten melden und keine Förderung nach dem EEG erhalten, gehen hingegen direkt in die Berechnung des RSI ein.

$$EEG_{i,t} = \sum_c \sum_e \alpha_{i,e,c} \times EEG_{t,e,c}$$

184 Aufgrund der geringen Grenzkosten von erneuerbaren Energien nimmt die Approximation an, dass die produzierte Leistung von EEG-Anlagen auch den zu einem Zeitpunkt verfügbaren Kapazitäten von EEG-Anlagen entspricht. Zeiten mit negativen Preisen, in denen diese Annahme nicht mehr durchgehend erfüllt sein könnte, sind zugleich keine Zeiten potentieller Marktmacht und daher für die vorliegende Fragestellung nicht erheblich. In der folgenden Robustheitsüberprüfung zur Einbeziehung EEG-geförderter Anlagen wird daher bei der Berechnung des RSI der Marktnachfrage die insgesamt eingespeiste Erzeugung aus EEG-Anlagen zugerechnet. Die EEG-Einspeisung abzüglich des EEG-Erzeugungsanteils des betrachteten Unternehmens wird der Marktkapazität der anderen Unternehmen zugerechnet.

3. Ergebnisse der RSI-Berechnungen

185 Unterabschnitt a) stellt die anhand der oben beschriebenen Berechnungsmethode ermittelten pivotalen Zeitanteile der sechs (ehemals) größten Erzeugungsunternehmen im Berichtszeitraum dar. Der größte Erzeuger RWE liegt erstmals unmittelbar in der Nähe der Vermutungsschwelle von 5 Prozent der Viertelstunden im Berichtszeitraum. Die Frage, ob ein Unternehmen über eine marktbeherrschende Stellung verfügt, erfordert jedoch eine umfassende Gesamtbetrachtung aller maßgeblichen Umstände. Im Rahmen dieser Gesamtbetrachtung analysiert Unterabschnitt b) erstmals genauer die Verteilung pivotaler Zeiträume über die Zeit und deren strukturelle Vorhersehbarkeit. Zuletzt zeigt Unterabschnitt c) die Sensitivität bei vereinfachter direkter Einbeziehung von EEG-Strom.

a) RSI-Berechnung mit indirekter Berücksichtigung EEG-geförderter Erzeugungsmengen

186 Tabelle 2 zeigt den Anteil der Viertelstunden für den Berichtszeitraum Mai 2023 bis April 2024, in denen die sechs betrachteten Stromerzeugungsunternehmen für die Deckung der Nachfrage unverzichtbar waren, also einen RSI-Wert unter eins aufwiesen. Die jeweils untere Zeile gibt zur besseren Einordnung die Zeitanteile im Zeitraum Mai 2022 bis April 2023 an.¹²⁰ Die verschiedenen Spalten geben die verschiedenen Annahmen zum ausländischen Wettbewerbspotential wieder.

¹²⁰ Abweichungen zu den Werten des Marktmachtberichts 2022 ergeben sich daraus, dass im Marktmachtbericht 2022 in der Rechnung einschließlich des ersten Quartals 2023 auf den Zeitraum April 2022 bis März 2023 abgestellt wurde, während Tabelle 2 auf den Zeitraum Mai 2022 bis April 2023 abstellt.

- 187 Die statische Betrachtung (Spalten 1 und 2) nimmt jeweils ein einheitliches Importpotential über alle Viertelstunden des Jahres hinweg an und unterstellt, dass dieser Wert jederzeit dem Inland als zusätzliche Kapazität zur Verfügung stand. Die erste Spalte legt für das ausländische Wettbewerbspotential als verfügbare Kapazität das 95-Prozent-Quantil der Nettoimporte aus elektrischen Anrainern im Berichtszeitraum zugrunde. Das angenommene Importpotential betrug bei diesem Ansatz im Berichtszeitraum ca. 12,2 GW (Mai 2022 bis April 2023 ca. 5,5 GW). Die zweite Spalte zeigt den Anteil der Viertelstunden für ein Importpotential, dem das 99-Prozent-Quantil der Nettoimporte zu Grunde liegt. Das 99-Prozent-Quantil der Nettoimporte betrug im Berichtszeitraum ca. 14,5 GW (Mai 2022 bis April 2023 ca. 8,1 GW).
- 188 Die situative Importlogik (Spalten 3 und 4) nimmt je nach Residuallast in den elektrischen Anrainerstaaen verschiedene Importpotentiale an.¹²¹ Die dritte Spalte legt als ausländisches Wettbewerbspotential *situativ* das 95-Prozent-Quantil der Nettoimporte aus elektrischen Anrainern zugrunde, die vierte Spalte *situativ* das 99-Prozent-Quantil der Nettoimporte aus elektrischen Anrainern.

¹²¹ Siehe Abschnitt D.III.1.c) für eine ausführliche Erklärung der situativen Importlogik.

Tabelle 2: Zeitanteile mit RSI kleiner 1 im Zeitraum Mai 2023 bis April 2024

Unternehmen	Zeitraum	Statische Importlogik		Situative Importlogik	
		95 % Quantil	99 % Quantil	95 % Quantil	99 % Quantil
EnBW	Mai 2023 - April 2024	0,2 %	0,0 %	0,7 %	0,5 %
	Mai 2022 - April 2023	(2,9) %	(0,9) %	(4,2) %	(2,3) %
E.ON	Mai 2023 - April 2024	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
	Mai 2022 - April 2023	(0,0) %	(0,0) %	(0,0) %	(0,0) %
LEAG	Mai 2023 - April 2024	1,1 %	0,5 %	2,8 %	1,8 %
	Mai 2022 - April 2023	(5,9) %	(2,2) %	(7,2) %	(4,0) %
RWE	Mai 2023 - April 2024	3,3 %	1,4 %	5,8 %	3,9 %
	Mai 2022 - April 2023	(16,5) %	(9,7) %	(17,6) %	(11,4) %
Uniper	Mai 2023 - April 2024	0,0 %	0,0 %	0,4 %	0,3 %
	Mai 2022 - April 2023	(0,1) %	(0,0) %	(0,6) %	(0,3) %
Vattenfall	Mai 2023 - April 2024	0,0 %	0,0 %	0,3 %	0,1 %
	Mai 2022 - April 2023	(0,0) %	(0,0) %	(0,1) %	(0,1) %

Zeitanteile im Berichtszeitraum Mai 2023 bis April 2024 mit RSI kleiner 1 für statische und situative Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials. Die unteren Werte geben als Einordnung die RSI-Werte für den Zeitraum Mai 2022 bis April 2023 wieder. Bei der statischen Betrachtung nimmt das 99-Prozent-Quantil im Berichtszeitraum Mai 2023 bis April 2024 ein Importpotential von ca. 12,2 GW an; das 95-Prozent-Quantil nimmt ein Importpotential von ca. 14,5 GW an. Bei der statischen Betrachtung nimmt das 99-Prozent-Quantil im Vorjahreszeitraum Mai 2022 bis April 2023 ein Importpotential von ca. 5,5 GW an; das 95-Prozent-Quantil nimmt ein Importpotential von ca. 8,1 GW an.

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

- 189 Die ermittelten pivotalen Zeitanteile des größten inländischen Stromerzeugers RWE überschreiten im Berichtszeitraum für das 95 Prozent Quantil der situativen Importlogik mit 5,8 Prozent weiterhin knapp die für die Marktbeherrschung angesetzte Vermutungsschwelle von 5,0 Prozent der Viertelstunden eines Jahres. Auch für das 99 Prozent Quantil der situativen Importlogik liegen die beobachteten pivotalen Zeitanteile mit 3,9 Prozent der Viertelstunden des Berichtszeitraums in der Nähe der Vermutungsschwelle von 5,0 Prozent.

- 190 Im Vergleich zum Zeitraum Mai 2022 bis April 2023 hat sich der Anteil der pivotalen Viertelstunden der meisten Unternehmen deutlich reduziert. Wie im Abschnitt D.III.1.c) erläutert, wird das ausländische Wettbewerbspotential bei der Berechnung des RSI anhand der beobachteten Quantile der Importe approximiert. Im Vergleich zu den Vorjahren hat sich das Außenhandelsaldo mit den elektrischen Anrainern im Berichtszeitraum in Richtung höherer Importe von Strom nach Deutschland verschoben. Daher wird im Berichtszeitraum ein wesentlich höheres Importpotential als im Vorjahreszeitraum Mai 2022 bis April 2023 bzw. im Marktmachtbericht 2022 angenommen. Gleichzeitig ist die Residuallast sowohl in Deutschland als auch in den elektrischen Anrainern im Berichtszeitraum deutlich gesunken.
- 191 Die pivotalen Zeitanteile von LEAG und EnBW waren im letzten Marktmachtbericht erstmals nahe unter bzw. leicht über der angesetzten Vermutungsschwelle gerückt, wenngleich diese beiden Unternehmen die Vermutung der Marktbeherrschung auf dem Stromer Absatzmarkt im Marktmachtbericht 2022 in der Gesamtschau noch nicht sicher erfüllt hatten. Für beide Unternehmen ist der Anteil pivotaler Viertelstunden im aktuellen Berichtszeitraum wieder deutlich gesunken, sodass für diese beiden Unternehmen für den Berichtszeitraum nicht ohne weiteres von einer Marktbeherrschung auf dem Stromer Absatzmarkt auszugehen ist. Für E.ON zeigt sich die mittlerweile nach Vollzug der Transaktion RWE/E.ON¹²² nur noch geringe Erzeugung auf dem Stromer Absatzmarkt, insbesondere vor dem Hintergrund des vollendeten Atomausstiegs.

b) Strukturelle Vorhersehbarkeit pivotaler Zeiträume

- 192 Die Frage, ob ein Unternehmen über eine marktbeherrschende Stellung verfügt, erfordert eine umfassende Gesamtbetrachtung aller maßgeblichen Umstände. In den vergangenen Marktmachtberichten lagen die ermittelten Zeitanteile, in denen der Strombedarf ohne den größten Anbieter RWE nicht mehr gedeckt werden konnte, sehr deutlich über bzw. unter der für die Marktbeherrschung angesetzten Vermutungsschwelle. Von einer Vorhersehbarkeit der Pivotalität war daher auszugehen, ohne dass eine quantitative Analyse weitergehende Erkenntnisse versprochen hätte. Im vorliegenden Berichtszeitraum liegt der Wert für RWE erstmals unmittelbar in der Nähe der Vermutungsschwelle. Daher untersucht der vorliegende Abschnitt für die Zwecke der Gesamtbetrachtung ergänzend, inwiefern RWE als größter Anbieter strukturell pivotale Zeiträume vorhersehen kann.
- 193 Bei der Beurteilung der Marktstellung eines Anbieters schließt das Bundeskartellamt nicht von einzelnen (Knappheits-)Situationen in isolierten Viertelstunden, in denen ein

¹²² KOM, E. v. 26. Februar 2019, COMP/M.8871 – RWE/E.ON Transfer Assets; BKartA, FB v. 31. Mai 2019, B8-28/19.

Anbieter (ggf. zufällig) unverzichtbar war, auf die strukturelle Unverzichtbarkeit eines Anbieters (siehe Abschnitt C.III.1). Die Pivotalanalyse über einen längeren Berichtszeitraum zielt vielmehr darauf ab, strukturell vorhersehbare und damit von einem Unternehmen potentiell durch situative Anpassung seines Verhaltens ausnutzbare strukturelle Muster von Unverzichtbarkeiten zu identifizieren. Bei allen kurzfristigen Schwankungen unterliegt der Stromerstabsatzmarkt zudem wiederkehrenden saisonalen und wetterbedingten, prognostizierbaren Mustern. Daher könnte auch in der Nähe der Vermutungsschwelle von fünf Prozent der Viertelstunden eines Jahres von einer Vorhersehbarkeit pivotaler Zeiträume auszugehen sein.

- 194 Dieser Abschnitt analysiert daher visuell (aa)) und mittels einfacher Regressionsmodelle (bb)) die Verteilung und Struktur der pivotalen Zeiträume des größten Unternehmens RWE. Hierbei zeigt sich eine starke Korrelation pivotaler Zeiträume mit den in der zeitlichen Marktabgrenzung identifizierten saisonalen Effekten (Jahreszeit, Arbeitswoche/Wochenende, Feiertage, Tageszeit) und Wetterbedingungen als wichtigen Ursachen fluktuierender Wettbewerbsbedingungen im Stromerstabsatzmarkt. Ansätze aus dem maschinellen Lernen könnten die Vorhersehbarkeit noch weiter steigern.

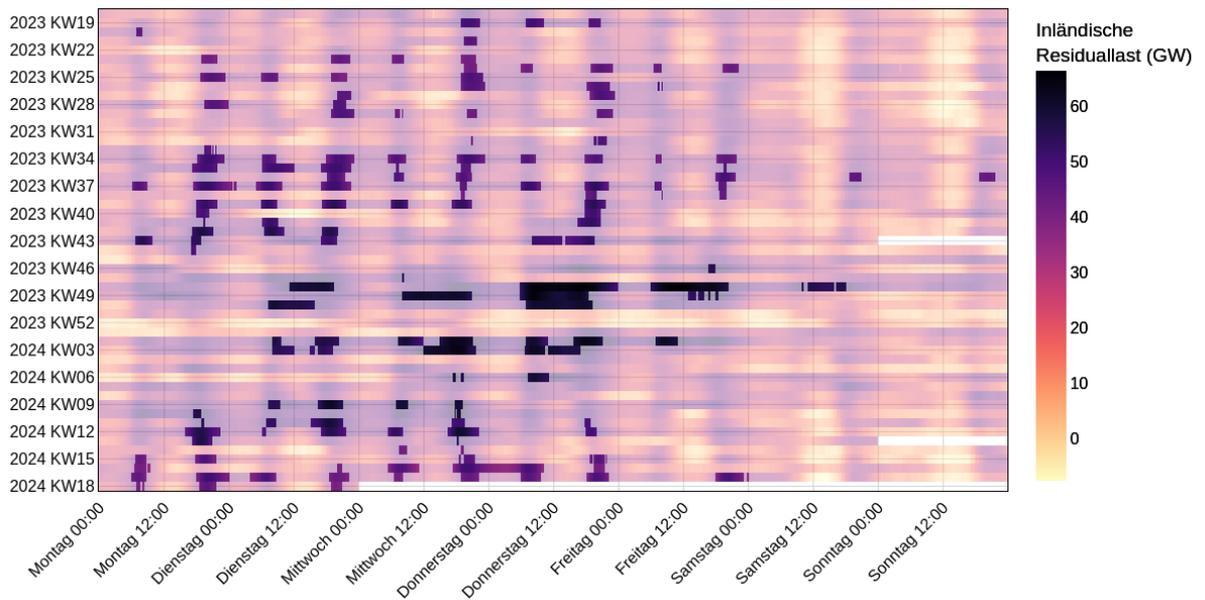
aa) Muster in der Verteilung pivotaler Zeiträume

- 195 Die Bedeutung der Anbieter dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung wächst in den Zeiten, in denen ein hoher Bedarf¹²³ an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung (Residuallast) besteht. Wie im Abschnitt C.III.1 erläutert, hängt die Nachfrage nach dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung von zwei Effekten ab. Erstens ist dies die Stromnachfrage selbst, welche im Sommer, an Wochenenden, an Feiertagen und nachts besonders gering ausfällt. Zweitens ist dies die Einspeisung aus dargebotsabhängigen Erneuerbaren-Anlagen, insb. Sonne und Wind, welche die für dargebotsunabhängige Kraftwerke verbleibende Stromnachfrage senkt.
- 196 Abbildung 17 verdeutlicht den Zusammenhang zwischen dem Bedarf an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung (inländische Residuallast) und Zeiträumen möglicher Marktmacht. Die Heatmap¹²⁴ zeigt den Bedarf an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung im Berichtszeitraum Mai 2023 bis April 2024. Durch höhere Sättigung sind diejenigen Viertelstunden farblich hervorgehoben, in denen RWE pivotal war.

¹²³ Nicht nur die Stromnachfrage, sondern auch das Stromangebot kann dargebotsabhängig sein. So ist z. B. das Angebot von Stromerzeugung aus BHKW teilweise abhängig von dem Dargebot der zugehörigen Wärmesenken, das Angebot von Stromerzeugung aus Laufwasser von den Wasserständen. Dieser angebotsseitige Effekt ist direkt durch die resultierende Nichtverfügbarkeit der entsprechenden Anlagen im Datensatz abgebildet. Die Vorhersehbarkeit der Außentemperatur und der Wasserstände ist außerdem offensichtlich.

¹²⁴ Zur Interpretation der Heatmap siehe Rn. 91.

Abbildung 17: Bedarf an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung und Pivotalität von RWE im Jahresverlauf



Die x-Achse repräsentiert Wochentage und Uhrzeiten (von montags 0 Uhr bis sonntags 24 Uhr), die y-Achse die Kalenderwochen des Berichtszeitraum Mai 2023 bis April 2024. Jede Kachel stellt eine spezifische Viertelstunde im Jahr dar. Zur Vereinfachung der Darstellung wurden die Tage der Zeitumstellung entfernt. Die Farbe einer Kachel repräsentiert die Höhe der inländischen Residuallast zum jeweiligen Zeitpunkt. Viertelstunden, in denen RWE pivotal war, sind durch höhere Sättigung hervorgehoben. Als Importpotential wurde das situative 95 Prozent Quantil zu Grunde gelegt. Die Einspeisung von Erneuerbaren wurde anhand der technologie-, unternehmens- und regelzonenscharfen Einspeisung approximiert.

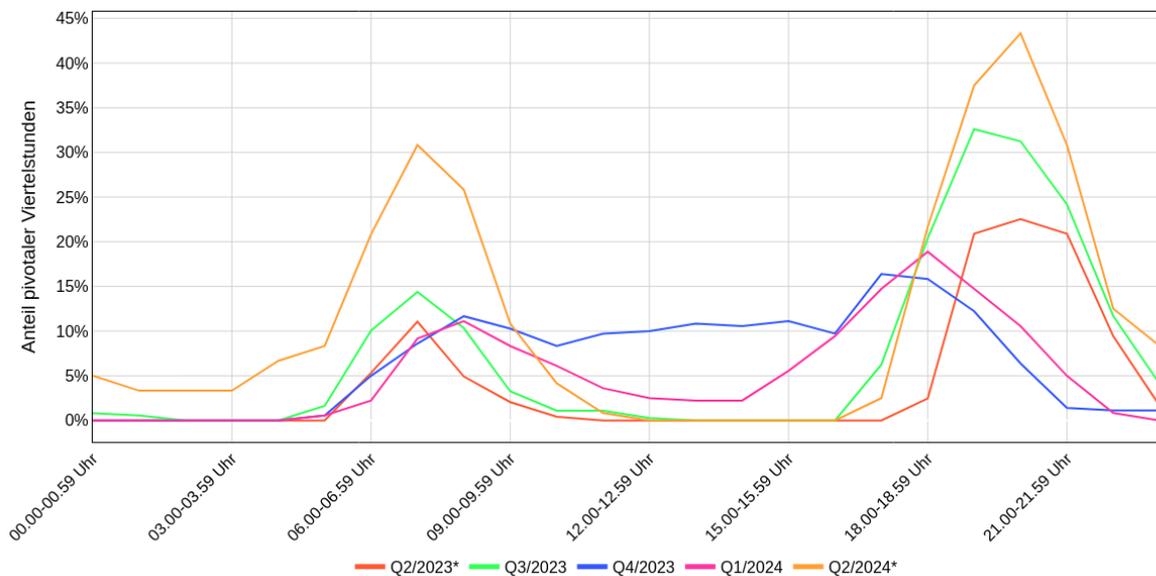
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von ENTSO-E-Daten, KWEP-Daten und im Rahmen des Monitorings erhobenen Daten.

- 197 Die Zeiträume, in denen RWE pivotal war (durch höhere Sättigung farblich hervorgehoben), treten strukturell in Zeiten mit einer hohen Residuallast und damit einhergehend einem hohen Bedarf an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung auf. Beispielsweise ist RWE während einer Phase niedriger Windeinspeisung in einer Kalenderwoche Ende November/ Anfang Dezember (KW 48 2023) über einen längeren, zusammenhängenden Zeitraum hinweg pivotal. Außerhalb von Phasen mit niedriger Windeinspeisung, welche eher im Sommer (insb. ca. KW 23 - 35) auftreten, ist RWE an Arbeitstagen während der Morgen- und Abendstunden (niedrige PV-Einspeisung bei hoher Last) pivotal. Dies zeigt sich an den vertikal untereinander liegenden pivotalen Zeiträumen während der Morgen- und Abendspitzen der Residuallast im Sommer.
- 198 Die Residuallast ist für Unternehmen zumindest kurzfristig recht gut prognostizierbar. So veröffentlicht schon ENTSO-E eine solche Prognose und die großen Erzeugungsunternehmen dürften ob ihres breit gefächerten Kraftwerksparks über noch genauere Prognosemöglichkeiten verfügen. Über die Einspeisung von Erneuerbaren dürften beispiels-

weise Direktvermarkter von Erneuerbaren ohnehin für die Bilanzkreisführung und Direktvermarktung Prognosen erstellen. Hinsichtlich der Kraftwerkskapazitäten von Wettbewerbern lassen sich zudem zumindest länger anhaltende Kraftwerksnichtverfügbarkeiten von Wettbewerbern über veröffentlichte Angaben berücksichtigen.¹²⁵

199 Abbildung 18 zeigt den Zusammenhang zwischen der Tages- und Jahreszeit und dem Anteil der Viertelstunden einer Zeitscheibe pro Quartal, in dem RWE pivotal war. Auf der x-Achse sind die Stunden des Tages von 00.00-00.59 Uhr bis 23.00-23.59 Uhr abgetragen. Die y-Achse zeigt den Anteil der Viertelstunden einer Zeitscheibe, in dem RWE pivotal war. Die verschiedenen Farben zeigen die Quartale des Berichtszeitraums, von Q2/2023 bis Q2/2024. Aufgrund des einjährigen Berichtszeitraums von Mai 2023 bis April 2024 umfasst Q2/2023 hierbei nur Mai und Juni 2023, Q2/2024 nur April 2024.

Abbildung 18: Häufigkeit pivotaler Zeiträume nach Tages- und Jahreszeit



Die x-Achse zeigt die Stunden des Tages. Die y-Achse zeigt den Anteil der Viertelstunden für die jeweilige Zeitscheibe, in der RWE im Berichtszeitraum Mai 2023 bis April 2024 pivotal war. Als Importpotential wird auf das situative 95 Prozent Quantil abgestellt, als Approximation der Einspeisung von Erneuerbaren auf die technologie- und regelzonenscharfe Approximation.

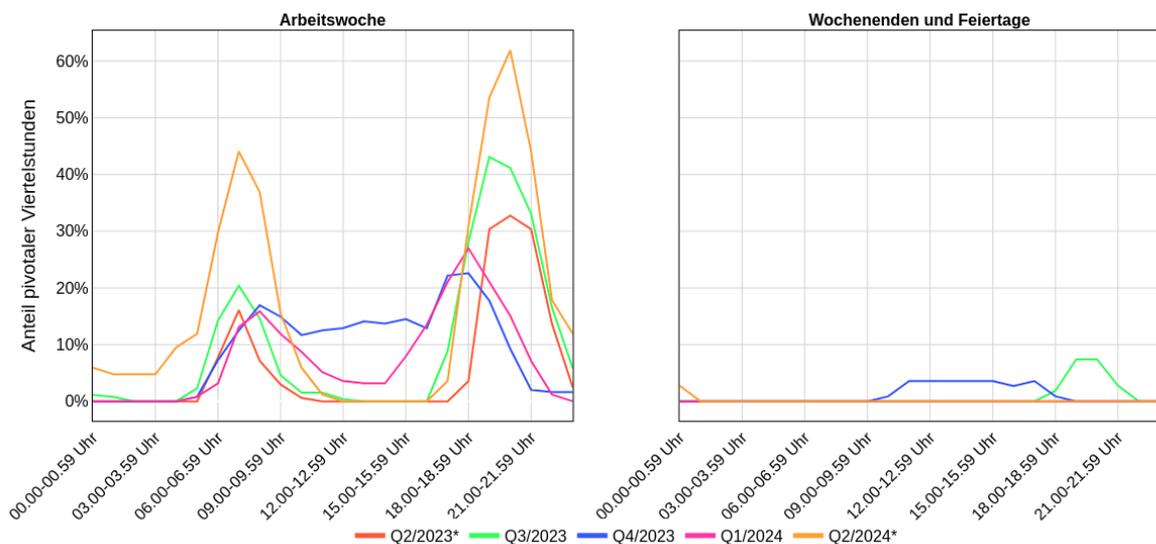
* Q2/2023 umfasst aufgrund des Berichtszeitraums von Mai 2023 bis April 2024 nur die Monate Mai und Juni 2023. Q2/2024 umfasst nur den Monat April 2024.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von ENTSO-E-Daten, KWEP-Daten und im Rahmen des Monitorings erhobenen Daten.

¹²⁵ EEX, Non-usability per Unit, abrufbar unter <https://www.eex-transparency.com/power/de/production/availability>; ENTSO-E, Unavailability of Production and Generation Units, abrufbar unter <https://transparency.entsoe.eu/outage-domain/r2/unavailabilityOfProductionAndGenerationUnits/show>.

200 Für die Zeitscheibe von 19.00-19.59 Uhr war RWE in Q3/2023 beispielsweise in 33 Prozent der Viertelstunden des Quartals pivotal. Die Morgen- und Abendspitzen in der Residuallast führen zu einer Konzentration pivotaler Zeiträume auf die Tagesrandzeiten (höherer Anteil pivotaler Viertelstunden). In der Mittagszeit reduziert eine hohe Einspeisung aus Solaranlagen die Residuallast, wodurch sich der Bedarf an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung reduziert. Im Jahresverlauf sind die Spitzen in Winterquartalen weniger ausgeprägt als im Sommer, da einerseits weniger Einspeisung aus Solarkraftwerken vorhanden ist, und andererseits mehr Heizkraftwerke zur Deckung der Nachfrage zur Verfügung stehen. Q2/2024 umfasst aufgrund des Berichtszeitraums von Mai 2023 bis April 2024 nur den Monat April 2024. Dies ist der erste Monat nach Auslaufen des EKBG und der damit verbundenen Reduktion der dargebotsunabhängigen Kraftwerkskapazität (siehe I.2).¹²⁶

Abbildung 19: Häufigkeit pivotaler Zeiträume nach Tages- und Jahreszeit und Arbeitwoche



Die x-Achse zeigt jeweils die Stunden des Tages. Die y-Achse zeigt den Anteil der Viertelstunden für die jeweilige Zeitscheibe, in der RWE im Berichtszeitraum Mai 2023 bis April 2024 pivotal war. Die linke Seite zeigt den Anteil für Viertelstunden an Arbeitstagen, die rechte Seite an Wochenende und Feiertagen. Als Importpotential wird auf das situative 95 Prozent Quantil abgestellt, als Approximation der Einspeisung von Erneuerbaren auf die technologie- und regelzonenscharfe Approximation.

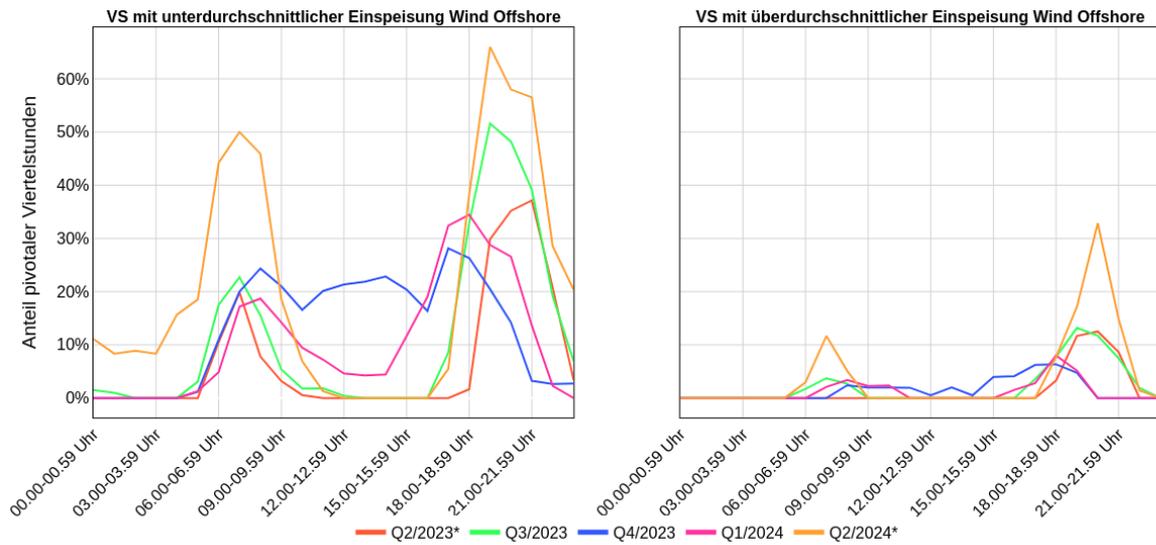
* Q2/2023 umfasst aufgrund des Berichtszeitraums von Mai 2023 bis April 2024 nur die Monate Mai und Juni 2023. Q2/2024 umfasst nur den Monat April 2024.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von ENTSO-E-Daten, KWEP-Daten und im Rahmen des Monitorings erhobenen Daten.

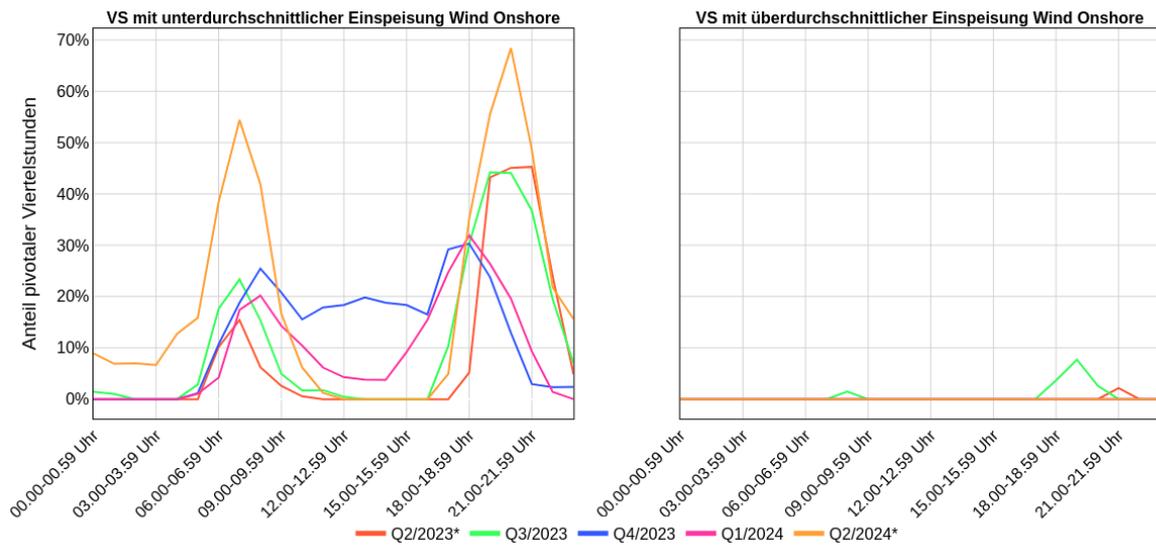
¹²⁶ Sofern die Reduktion der dargebotsunabhängigen Kraftwerkskapazitäten zu veränderten Nettoimporten führte, sollte konsistenterweise ein anderes Importpotential für diesen Zeitraum angenommen werden. Möglicherweise stellen die Werte für Q2/2024 deswegen noch kein vollständiges Bild für eine Zeit nach Auslaufen des EKBG für diesen Zeitraum dar.

- 201 Abbildung 19 teilt die vorstehende Betrachtung weiter auf. Die linke Abbildung zeigt den Anteil der pivotalen Viertelstunden an Arbeitstagen. Die rechte Abbildung zeigt den Anteil pivotaler Viertelstunden an Wochenenden (Samstag und Sonntag) und Feiertagen. Pivotaler Viertelstunden treten ganz überwiegend, aber nicht nur, in den Morgen- und Abendspitzen von Arbeitstagen auf.
- 202 Abbildung 20 teilt Abbildung 18 nach dem Dargebot für Wind auf. Sie umfasst zwei Sätze mit je zwei Unterabbildungen. Darin werden für Wind Onshore bzw. Wind Offshore jeweils Zeiträume mit überdurchschnittlich viel bzw. wenig Einspeisung unterschieden. Die Linien stellen wiederum die Häufigkeiten pivotaler Zeiträume im Tagesverlauf dar und sind nach den Quartalen des Berichtszeitraums aufgegliedert. Hierdurch wird der saisonale Effekt (Jahreszeit und Tageszeit) je nach dargebotsabhängiger Einspeisung von Windkraftanlagen differenziert. Die linke Seite der Unterabbildungen zeigt Situationen mit einer, im Vergleich zum jeweiligen Quartal, unterdurchschnittlich starken Einspeisung aus Windkraftanlagen. Die rechte Seite zeigt Situationen mit einer überdurchschnittlich starken Einspeisung aus Windkraftanlagen.

Abbildung 20: Häufigkeit pivotaler Zeiträume nach Tages- und Jahreszeit und Einspeisung von Windkraftanlagen



Unterabbildung a: Wind Offshore



Unterabbildung b) Wind Onshore

Die x-Achse zeigt jeweils die Stunden des Tages. Die y-Achse zeigt den Anteil der Viertelstunden für die jeweilige Zeitscheibe, in der RWE im Berichtszeitraum Mai 2023 bis April 2024 pivotal war. Die linke Seite zeigt den Anteil für Viertelstunden mit einer unterdurchschnittlichen Einspeisung von Wind Offshore bzw. Wind Onshore bezogen auf das arithmetische Mittel der Einspeisung im jeweiligen Quartal. Als Importpotential wird auf das situative 95 Prozent Quantil abgestellt, als Approximation der Einspeisung von Erneuerbaren auf die technologie- und regelzonenscharfe Approximation.

* Q2/2023 umfasst aufgrund des Berichtszeitraums von Mai 2023 bis April 2024 nur die Monate Mai und Juni 2023. Q2/2024 umfasst nur den Monat April 2024.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von ENTSO-E-Daten, KWEP-Daten und im Rahmen des Monitorings erhobenen Daten.

203 Der linke obere Quadrant zeigt beispielsweise den Anteil pivotaler Viertelstunden je Quartal für diejenigen Viertelstunden, in denen unterdurchschnittlich viel Strom aus Wind Offshore eingespeist wurde. In der Zeitscheibe zwischen 19.00 und 19.59 Uhr im Quartal Q3/2023 war RWE beispielsweise in 51 Prozent der Viertelstunden, in denen es eine im Vergleich zum übrigen Quartal Q3/2023 vergleichsweise schwache Einspeisung aus Wind Offshore gab, pivotal. Verglichen mit Abbildung 18 führt die Kontrolle auf die Einspeisung aus Windenergie zu einer weiteren Konzentration der pivotalen Viertelstunden. Pivotaler Zeiträume treten ganz überwiegend, aber nicht nur, in Zeiträumen mit einer vergleichsweise schwachen Einspeisung aus Windenergieanlagen auf. Ohne Differenzierung nach der Einspeisung von Wind Offshore ist RWE in ca. 32 Prozent der Viertelstunden des Quartals Q3/2023 pivotal. Hieran zeigt sich sowohl die Bedeutung der Saisonalität (hier Jahres- und Tageszeit) als auch der kurzfristig gut prognostizierbaren Einspeisung aus dargebotsabhängigen Erneuerbaren.

bb) Identifikation pivotaler Zeiträume mit zwei Regressionsmodellen

204 Die visualisierten Zusammenhänge zwischen pivotalen Zeiträumen, Saisonalität (Jahreszeit, Arbeitstag vs. Wochenende bzw. Feiertag, Tageszeit) und der Einspeisung von Erneuerbaren lassen sich auch mittels Regressionsanalysen schätzen. Hierbei können die Ergebnisse verschiedener Regressionsdesigns ein Indiz für das Vorliegen struktureller Vorhersehbarkeit von Marktmacht sein.

205 Multiple Regressionsmodelle, die also mehrere unabhängige Variablen haben, erlauben es, die Effekte einzelner Variablen *ceteris paribus*, also für ein konstantes Niveau der übrigen Variablen, zu schätzen. Hierdurch kann zwischen den Effekten verschiedener Variablen differenziert werden. Beispielsweise kann tagsüber zwischen den gegenläufigen Effekten einer höheren Last (Stromverbrauch) einerseits und einer höheren Einspeisung von Solarstrom andererseits differenziert werden. Bei einer einfachen, univariaten Betrachtung der Anteile pivotaler Viertelstunden im Zeitverlauf würden sich ansonsten mit Blick auf die Auswirkungen der Tageszeit die isolierten Effekte der Last und der Solareinspeisung mischen.

206 Eine methodisch vergleichsweise einfache, sogenannte OLS-Regression gibt eine erste Beschreibung der Korrelation zwischen dem Auftreten pivotaler Zeiträume auf der einen und saisonalen Komponenten sowie der Einspeisung von Erneuerbaren auf der anderen Seite. Die abhängige (erklärte) Variable RSI ist der RSI des größten Anbieters RWE je Viertelstunde im Berichtszeitraum. Als unabhängige (erklärende) Variablen gehen Variablen für die Saisonalität und Einspeisung von dargebotsabhängigen Erneuerbaren (Wind Offshore, Wind Onshore, Solar, Laufwasser) in die Regression ein. Als Saisonalität wird dabei die Abbildung jeglicher zyklischer Zeitschwankungen bezeichnet, d.h. hier

Schwankungen in Folge der Jahreszeit, Tageszeit, Arbeitstag vs. Wochenende bzw. Feiertag.

$$\begin{aligned} \text{RSI} = & \beta_0 + \beta_1 \text{ Q2} + \beta_2 \text{ Q3} + \beta_3 \text{ Q4} + \beta_4 \text{ Arbeitstag} + \\ & \beta_5 \text{ Zeitscheibe}_{03.00-05.59 \text{ Uhr}} + [\dots] + \beta_{11} \text{ Zeitscheibe}_{21.00-23.59} + \\ & \beta_{12} \text{ Einspeisung}_{\text{Wind Offshore}} + \beta_{13} \text{ Einspeisung}_{\text{Wind Onshore}} + \\ & \beta_{14} \text{ Einspeisung}_{\text{Solar}} + \beta_{15} \text{ Einspeisung}_{\text{Laufwasser}} + \varepsilon \end{aligned}$$

- 207 β_0 ist eine Regressionskonstante, β_1 bis β_3 sind die Regressionskoeffizienten für Dummyvariablen¹²⁷ für die Quartale des Jahres (Q2 bis Q4), β_4 der Regressionskoeffizient für eine Dummyvariable für Arbeitstag, β_5 bis β_{11} sind die Regressionskoeffizienten für verschiedene Zeitscheiben, β_{12} der Regressionskoeffizient für die Einspeisung aus Wind Offshore, β_{13} der Regressionskoeffizient für die Einspeisung aus Wind Onshore, β_{14} der Regressionskoeffizient für die Einspeisung aus Solar, β_{15} der Regressionskoeffizient für die Einspeisung aus Laufwasser und ε die unbeobachtete Störgröße.¹²⁸ Sämtliche Variablen variieren ausschließlich über die Zeit. Die saisonalen Komponenten (Jahreszeit, Arbeitstag, Tageszeit) dienen der Untersuchung von Unterschieden im RSI über die Jahreszeiten, Wochentag und die Stunden eines Tages, wobei jeweils alle anderen Einflussfaktoren konstant gehalten werden. Bezüglich der saisonalen Komponenten werden keine kausalen Aussagen getroffen. Die Einspeisung der dargebotsabhängigen Erneuerbaren¹²⁹ dürften hierbei dahingehend exogen sein, dass sie nicht selbst (auch) vom RSI bestimmt wird. Die Einspeisung von dargebotsabhängigen Erneuerbaren dürfte aufgrund der Grenzkosten nahe null ganz überwiegend durch das Dargebot an Sonne, Wind und Laufwasser bestimmt werden. Sofern weitere (in der Regression unberücksichtigte) Faktoren den RSI beeinflussen und mit den in der Regression berücksichtigten unabhängigen Variablen korrelieren, würde der Effekt dieser unberücksichtigten Faktoren den berücksichtigten Faktoren zugerechnet werden. Bei einer Interpretation der geschätzten Koeffizienten wäre das dementsprechend zu berücksichtigen.¹³⁰

¹²⁷ Dummyvariablen bezeichnen Variablen mit binären Ausprägungen (wahr-falsch), die als Indikator für das Vorhandensein einer Ausprägung einer mehrstufigen Variablen dienen.

¹²⁸ Die Störgröße beinhaltet unbeobachtete Faktoren, die sich auf die abhängige Variable auswirken.

¹²⁹ Hierbei wird angenommen, dass die Einspeisung von Windkraftanlagen und Solaranlagen aufgrund der niedrigen, mitunter bei einer positiven Marktprämie negativen, Grenzkosten das Dargebot an Sonne und Wind abbilden. Zu Zeiten von negativen Preisen könnte die Einspeisung von Erneuerbaren ohne ausreichende Förderung vom Dargebot des Primärenergieträgers entkoppelt sein und stattdessen vom Marktpreis abhängen. Ebenso dürfte die Einspeisung von Laufwasserkraftwerken primär von der Verfügbarkeit von Wasser abhängen.

¹³⁰ Um eine etwaige verbleibende Autokorrelation der Fehlerterme zu berücksichtigen, werden robuste Standardfehler geschätzt.

Tabelle 3: OLS-Regression – Pivotalität von RWE

Abhängige Variable:	RSI von RWE	
Modell:	OLS	
Anzahl Observationen:	34944	
Kovarianz Typ:	HC3	
Adj. R ² :	0.84	
	Koeffizient	Signifikanzniveau
Konstante	+ + +	***
Quartal Q2	-	***
Quartal Q3	+	***
Quartal Q4	+	***
Arbeitstag	- - -	***
Zeitscheibe 03.00-05.59 Uhr	-	***
Zeitscheibe 06.00-08.59 Uhr	- - -	***
Zeitscheibe 09.00-11.59 Uhr	- - -	***
Zeitscheibe 12.00-14.59 Uhr	- - -	***
Zeitscheibe 15.00-17.59 Uhr	- - -	***
Zeitscheibe 18.00-20.59 Uhr	- - -	***
Zeitscheibe 21.00-23.59 Uhr	- -	***
Einspeisung Wind Offshore (GW)	+	***
Einspeisung Wind Onshore (GW)	+	***
Einspeisung Solar (GW)	+	***
Einspeisung Laufwasser (GW)	+	***

Regressionsergebnisse für den Berichtszeitraum Mai 2023 bis April 2024. Daher umfasst das Quartal Q2 die Monate Mai und Juni 2023 und den Monat April 2024. Die unabhängige Variable ist der RSI von RWE für das 95-Prozent Quantil der situativen Importlogik bei technologie-, regelzonen- und unternehmensscharfer Approximation von EEG-Strom. Zur Wahrung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen repräsentiert +++ einen Koeffizienten ab 0,2, ++ repräsentiert einen Koeffizienten im Intervall zwischen 0,1 und 0,2, + repräsentiert Koeffizienten im Intervall zwischen 0,01 und 0,1. Negative Koeffizienten werden analog repräsentiert. Anwendung von Heteroskedastizität-robusten Standardfehlern (HC3). *** repräsentiert eine Signifikanz auf dem 1-Prozent Signifikanzniveau, ** auf dem 5-Prozent Signifikanzniveau und * auf dem 10-Prozent Signifikanzniveau. Die Nullhypothese H_0 ist, dass die unabhängigen Variablen keinen Effekt auf die Höhe des RSI haben.

Quelle: Eigene Ergebnisse auf Basis von ENTSO-E-Daten, KWEF-Daten und im Rahmen des Monitorings erhobenen Daten.

208 Tabelle 3 zeigt die Ergebnisse der OLS-Regression. Die Regressionskonstante enthält die ausgelassenen Kategorien der Dummyvariablen und gibt somit die Schätzung des RSI für RWE am Wochenende/ Feiertag im ersten Quartal in der Zeitscheibe von 0.00 bis 02.59 Uhr an. Alle unabhängigen Variablen sind statistisch hoch signifikant (p-Wert kleiner 0,01). Die positiven Koeffizienten für Wind Offshore, Wind Onshore, Laufwasser und Solar zeigen, dass eine höhere Einspeisung dargebotsabhängiger Erneuerbarer ceteris paribus zu einem höheren RSI-Wert führt. Dies ist konsistent damit, dass eine höhere Einspeisung aus Erneuerbaren die Residualnachfrage senkt und damit die Verhaltensspielräume im Sinne einer Unverzichtbarkeit reduziert. Zudem ist dieser Befund konsistent mit den Mustern aus Abbildung 20, die eine Konzentration pivotaler Zeiträume auf Situationen mit einer niedrigen Einspeisung von Windkraftanlagen zeigen. Alle Ko-

effizienten der berücksichtigten Zeitscheiben zwischen 3:00 Uhr und 23:59 Uhr sind negativ, d. h. ceteris paribus ist der RSI in diesen Zeitscheiben jeweils niedriger als in der Zeitscheibe von 0.00 bis 02.59 Uhr, die in der Regressionskonstante enthalten ist. Tagsüber, in den Zeitscheiben von 09.00 bis 14.59 Uhr, sind die Koeffizienten am stärksten negativ. Dies ist konsistent mit dem typischen Muster der Last im Tagesverlauf, die gegen drei Uhr morgens am niedrigsten ist (Abbildung 4 im Abschnitt C.III.1). Der RSI-erhöhende Effekt einer höheren Solareinspeisung zur Mittagszeit ist nicht in den Koeffizienten der jeweiligen Zeitscheiben enthalten, sondern im Koeffizienten für die Solareinspeisung. Der negative Koeffizient der Dummyvariablen für Arbeitstage zeigt, dass Marktmacht ceteris paribus an Feiertagen und Wochenenden weniger wahrscheinlich ist als an Arbeitstagen (höhere RSI-Werte). Dies spiegelt die im Vergleich niedrigere Last an Wochenenden und Feiertagen wider. Verglichen mit den Koeffizienten für Wochenenden, Feiertage und die Tageszeiten sind die Koeffizienten der Quartale betragsmäßig niedriger. Dies spiegelt tendenziell geringere Unterschiede der Last zwischen Jahreszeiten als zwischen den Tageszeiten innerhalb einer Jahreszeit wider (Abbildung 4).

- 209 Insgesamt erklärt das obige OLS-Regressionsmodell mit den berücksichtigten unabhängigen Variablen 84 Prozent der Varianz in der Höhe des RSI im Berichtszeitraum (Adj. $R^2=0,84$). Für die Unverzichtbarkeit eines Unternehmens kommt es jedoch nicht auf die konkrete Höhe des RSI an, sondern darauf, ob der RSI kleiner eins ist oder nicht (vgl. Abschnitt 1.d)). Daher werden in einem zweiten Schritt die obigen Regressionskoeffizienten für eine Klassifikation der Viertelstunden in pivotale und nicht-pivotale Viertelstunden verwendet. Anhand der geschätzten OLS-Regressionskoeffizienten wird der RSI eines Unternehmens je Viertelstunde kalkuliert und mit der tatsächlich ermittelten Pivotalität verglichen. Hierdurch können über 95 Prozent der beobachteten Viertelstunden korrekt als pivotale bzw. nicht-pivotale Viertelstunden zugeordnet werden. Etwas über 60 Prozent der tatsächlich pivotalen Zeiträume lassen sich mit Hilfe des OLS-Regressionsmodells und der darin berücksichtigten Variablen korrekt als pivotale Zeiträume identifizieren.
- 210 Während die obige OLS-Regression eine erste Beschreibung der beobachteten Muster ermöglicht, eignen sich komplexere Regressionsmodelle besser für die Beschreibung der strukturellen Vorhersehbarkeit pivotaler Zeiträume. Mittels einer logistischen Regression kann die Wahrscheinlichkeit eines pivotalen bzw. nicht-pivotalen Zeitraumes in Abhängigkeit von den auch schon in der OLS-Regression verwendeten Variablen geschätzt werden.

$$\log\left(\frac{\Pr(\text{pivotal}_t)}{1 - \Pr(\text{pivotal}_t)}\right) = \beta_0 + \beta_1 Q2 + \beta_2 Q3 + \beta_3 Q4 + \beta_4 \text{Arbeitstag} + \\ \beta_5 \text{Zeitscheibe}_{03.00-05.59 \text{ Uhr}} + [\dots] + \beta_{11} \text{Zeitscheibe}_{21.00-23.59} + \\ \beta_{12} \text{Einspeisung}_{\text{Wind Offshore}} + \beta_{13} \text{Einspeisung}_{\text{Wind Onshore}} + \\ \beta_{14} \text{Einspeisung}_{\text{Solar}} + \beta_{15} \text{Einspeisung}_{\text{Laufwasser}} + \varepsilon$$

- 211 $\Pr(\text{pivotal}_t)$ beschreibt hierbei die Wahrscheinlichkeit des Anbieters RWE, in der Viertelstunde t pivotal zu sein. Die unabhängigen Variablen sind so kodiert wie bei der obigen OLS-Regression und variieren ausschließlich über die Zeit.
- 212 Tabelle 4 zeigt die Ergebnisse der logistischen Regression. Der Durchschnitt der marginalen Effekte¹³¹ beschreibt, wie stark sich durchschnittlich die Wahrscheinlichkeit, in einer Viertelstunde pivotal zu sein, gegenüber der Referenzkategorie ändert, gegeben alle anderen Faktoren bleiben gleich. Der marginale Effekt für die Variable Arbeitstag beschreibt beispielsweise, wie viel wahrscheinlicher es durchschnittlich an Arbeitstagen ist, dass RWE pivotal ist, gegenüber der Referenzgruppe.

¹³¹ Es handelt sich um den Durchschnitt der individuellen marginalen Effekte (average marginal effect) und nicht um den marginalen Effekt am Durchschnittswert (marginal effect at the average).

Tabelle 4: Logit Marginale Effekte – Pivotalität von RWE

Abhängige Variable:	Pivotalität von RWE	
Methode:	Logit marginale Effekte	
Anzahl Observationen:	34944	
	Marginaler Effekt	Signifikanzniveau
Quartal Q2	0.04	***
Quartal Q3	-0.01	**
Quartal Q4	-0.01	***
Arbeitstag	0.12	***
Zeitscheibe 03.00-05.59 Uhr	0.01	*
Zeitscheibe 06.00-08.59 Uhr	0.14	***
Zeitscheibe 09.00-11.59 Uhr	0.21	***
Zeitscheibe 12.00-14.59 Uhr	0.21	***
Zeitscheibe 15.00-17.59 Uhr	0.18	***
Zeitscheibe 18.00-20.59 Uhr	0.17	***
Zeitscheibe 21.00-23.59 Uhr	0.09	***
Einspeisung Wind Offshore (GW)	-0.01	***
Einspeisung Wind Onshore (GW)	-0.01	***
Einspeisung Solar (GW)	-0.01	***
Einspeisung Laufwasser (GW)	-0.04	***

Durchschnittliche marginale Effekte der logistischen Regression für den Berichtszeitraum Mai 2023 bis April 2024. Das Quartal Q2 umfasst die Monate Mai und Juni 2023 und den Monat April 2024. Die Pivotalität von RWE basiert auf dem 95-Prozent Quantil der situativen Importlogik bei technologie-, regelzonen- und unternehmensscharfer Approximation von EEG-Strom. Die Referenzgruppe ist eine - hypothetische – Zeitscheibe von 0.00-02.59 Uhr im Quartal Q1 an einem Wochenende bzw. einem Feiertag ohne Einspeisung von dargebotsabhängigen Erneuerbaren. *** repräsentiert eine Signifikanz auf dem 1-Prozent Signifikanzniveau, ** auf dem 5-Prozent Signifikanzniveau und * auf dem 10-Prozent Signifikanzniveau.

Quelle: Eigene Ergebnisse auf Basis von ENTSO-E-Daten, KWEP-Daten und im Rahmen des Monitorings erhobenen Daten.

213 Wie auch oben im Kontext des OLS-Modells können die Regressionsergebnisse zur Beurteilung der Vorhersagekraft des logistischen Regressionsmodells verwendet werden. Zu diesem Zweck wird zunächst mithilfe der berechneten Regressionskoeffizienten und der unabhängigen Variablen die Wahrscheinlichkeit der Pivotalität in den einzelnen Viertelstunden des Beobachtungszeitraumes kalkuliert. Die Pivotalität von RWE wird hier angenommen, wenn die Wahrscheinlichkeit 50 Prozent überschreitet. Die anhand des logistischen Regressionsmodells kalkulierte Pivotalität wird anschließend mit der ermittelten tatsächlichen Pivotalität (realisierter Wert der abhängigen Variable) verglichen. Dabei klassifiziert die logistische Regression für 96 Prozent der Beobachtungen korrekt. Von den ermittelten tatsächlichen pivotalen Zeiträumen werden von dem logistischen Modell etwa 66 Prozent der Zeiträume korrekt als pivotale Zeiträume klassifiziert.¹³²

¹³² Der niedrigere Anteil der tatsächlich pivotalen Viertelstunden, die korrekt klassifiziert werden, erklärt sich in der ungleichen Verteilung der unabhängigen Variable in Kombination mit dem Schwellenwert für die Klassifikation als pivotal. RWE ist in etwa 6,5 Prozent der Viertelstunden pivotal. Daher klassifiziert die logistische Regression tatsächlich nicht-pivotalen Viertelstunden wesentlich besser als tatsächlich pivotale Viertelstunden.

214 Perspektivisch könnte geprüft werden, ob mit anderen Regressionsmodellen eine noch treffsicherere Schätzung möglich wäre. Zudem könnte die Analyse der Vorhersehbarkeit mit geeigneten Ansätzen aus dem maschinellen Lernen weiter verfeinert werden. Erste Analysen mit einem Random-Forest Klassifikationsverfahren stützen qualitativ die Ergebnisse der OLS- und Logit-Regressionen und deuten sogar auf eine noch bessere Vorhersehbarkeit hin.

c) Sensitivitätsbetrachtung unter vereinfachter direkter Berücksichtigung von EEG-Kapazitäten

215 In Tabelle 5 sind die Ergebnisse der RSI-Rechnung bei vereinfachter direkter Abbildung von EEG-Kapazitäten dargestellt. Je Unternehmen stellt die erste Zeile unter der Überschrift „Technologiescharf“ die pivotalen Zeitanteile bei unternehmens-, technologie- und regelzonenscharfer Approximation der EEG-Erzeugung des Unternehmens dar (siehe D.III.2.c)cc) für eine Beschreibung der Ansätze zur Approximation von Erneuerbaren). Die zweite Zeile gibt unter der Überschrift „Unternehmensscharf“ die pivotalen Zeitanteile für die allein unternehmensscharfe Approximation der EEG-Einspeisung an. Bei der unternehmensscharfen Approximation wird, wie oben dargestellt, vereinfachend ein konstanter Anteil des Unternehmens an der Einspeisung von Erneuerbaren über Technologien und Regelzonen hinweg angenommen. Die jeweils dritte Zeile stellt unter der Überschrift „Indirekt“ noch einmal zum Vergleich die RSI-Werte des Unternehmens bei indirekter Berücksichtigung der EEG-Stromerzeugung dar, d.h. sie wiederholt die bereits in Tabelle 6 dargestellten Ergebnisse.

Tabelle 5: Gegenüberstellung der Zeitanteile mit RSI kleiner 1 bei indirekter und direkter Berücksichtigung von EEG-Strom

Unternehmen	EEG-Berücksichtigung	Statische Importlogik		Situative Importlogik	
		95 % Quantil	99 % Quantil	95 % Quantil	99 % Quantil
EnBW	Technologiescharf	0,3 %	0,0 %	0,9 %	0,7 %
	Unternehmensscharf	0,2 %	0,0 %	0,8 %	0,6 %
	Indirekt	0,2 %	0,0 %	0,7 %	0,5 %
E.ON	Technologiescharf	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
	Unternehmensscharf	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
	Indirekt	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
LEAG	Technologiescharf	1,1 %	0,5 %	2,8 %	1,8 %
	Unternehmensscharf	1,1 %	0,5 %	2,8 %	1,8 %
	Indirekt	1,1 %	0,5 %	2,8 %	1,8 %
RWE	Technologiescharf	3,7 %	1,7 %	6,5 %	4,5 %
	Unternehmensscharf	3,7 %	1,6 %	6,3 %	4,3 %
	Indirekt	3,3 %	1,4 %	5,8 %	3,9 %
Uniper	Technologiescharf	0,0 %	0,0 %	0,5 %	0,4 %
	Unternehmensscharf	0,0 %	0,0 %	0,4 %	0,3 %
	Indirekt	0,0 %	0,0 %	0,4 %	0,3 %
Vattenfall	Technologiescharf	0,0 %	0,0 %	0,3 %	0,1 %
	Unternehmensscharf	0,0 %	0,0 %	0,3 %	0,1 %
	Indirekt	0,0 %	0,0 %	0,3 %	0,1 %

Zeitanteile im Berichtszeitraum Mai 2023 bis April 2024 mit RSI < 1 bei indirekter und direkter Berücksichtigung von EEG-Strom.

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

216 Alle untersuchten Unternehmen verfügen über eigene EEG-Kapazitäten. Daher führt die direkte Berücksichtigung von EEG-Erzeugung zu (leicht) höheren pivotalen Zeitanteilen als die nur indirekte Berücksichtigung von Erneuerbaren mittels der Residualnachfrage.

Für RWE erhöht sich der Anteil pivotaler Viertelstunden beim 95 Prozent Quantil der situativen Logik beispielsweise von ca. 5,8 Prozent der Viertelstunden eines Jahres bei der nur indirekten Berücksichtigung von Erneuerbaren auf ca. 6,5 Prozent der Viertelstunden bei der technologie-, unternehmens- und regelzonenscharfen Abbildung von Erneuerbaren. RWE verfügt, relativ betrachtet, über einen höheren Anteil an der Einspeisung von Offshore-Windenergie und Wasserkraft im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieträgern. Diese Technologien sind aufgrund ihrer stetigeren Einspeisung vergleichsweise relevanter für die Unverzichtbarkeit von Unternehmen, da sie eher auch in Zeiten mit wenig Dargebot an anderen Erneuerbaren (insb. Wind Onshore und Solar) einspeisen. Entsprechend sind die pivotalen Anteile von RWE bei der technologie-, unternehmens- und regelzonenscharfen Abbildung höher als bei der nur unternehmensscharfen Approximation. Derselbe Zusammenhang zeigt sich auch in den Ergebnissen für EnBW, aber auf einem niedrigeren Niveau.

E. Marktverhältnisse im Bereich der Regelenergie

- 217 Das Bundeskartellamt hat in diesem Bericht nochmals die Wettbewerbsverhältnisse der Sekundär- und Minutenregelreserve – d.h. aFRR und mFRR – analysiert. Die KWEP-Daten erfassen für aFRR und positive mFRR einen Großteil der Regelleistungsvorhaltung. Sie ermöglichen zusammen mit Gebotsdaten 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 weiterhin hohe Marktkonzentration im Bereich der positiven aFRR (IV.) hin. Auch hat das Bundeskartellamt erstmals für ein besseres Verständnis der Marktverhältnisse die leistungspreisfreien Gebote im Bereich der Regelarbeit ausgewertet (V.).
- 218 Die Darstellungen in diesem Kapitel stellen unverändert kein geschlossenes Konzept zur kartellrechtlichen Bewertung der Marktmachtverhältnisse im Bereich der Regelenergie dar. Auch der Leitfaden Missbrauchsaufsicht klammert den Bereich der Regelenergie aus, da er sich explizit auf den Stromer Absatzmarkt fokussiert.¹³³ Die Darstellung dient lediglich als 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

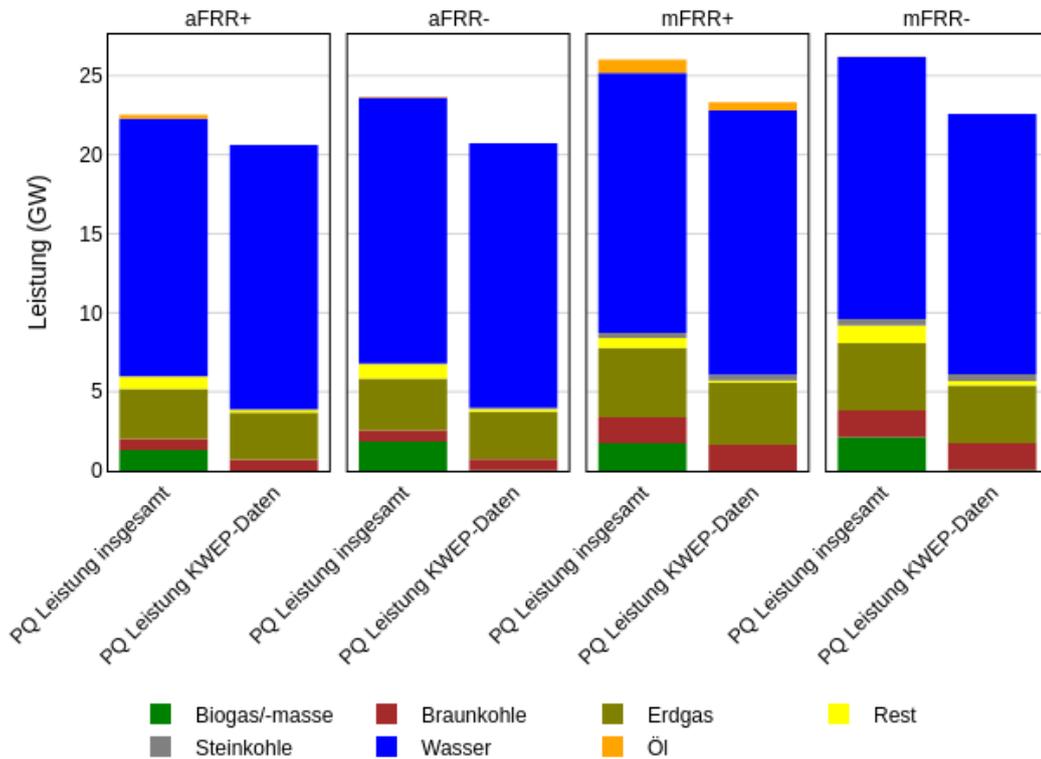
¹³³ BNetzA und BKartA, Leitfaden Missbrauchsaufsicht, Rn. 7, 42.

mit Blick auf kartellrechtliche Normen. Allerdings sind die Besonderheiten des Bereichs Regelenenergie im Hinblick auf die Markstellung einzelner oder mehrerer Anbieter zu würdigen. Dies betrifft insb. im Bereich der Regelleistung die vollkommen unelastische, weitgehend normativ determinierte Nachfrage sowie das regulierte Beschaffungsverhalten. In diesem Rahmen kann Regelleistung auch nicht über Langfristverträge beschafft werden; ihre Vorhaltung ist zu jedem Zeitpunkt in der vollen, zur Gesamtbedarfsdeckung erforderlichen Höhe notwendig. Unter diesen Marktbedingungen ist die Aussagekraft von Marktanteilen begrenzt. Denn bereits geringfügige Veränderungen der Verfügbarkeiten von zur Erbringung von Regelenenergie präqualifizierten Kraftwerken können wenigen, großen Anbietern Preissetzungsspielräume eröffnen. Daher wäre zu erwägen, die bereits für den Stromerstabsatzmarkt angewandte Pivotalanalyse in angemessener Form auf den Bereich der Regelenenergie zu übertragen und die Nichtverfügbarkeiten von für Regelenenergie bedeutenden Energieträgern in die Analysen einzubeziehen.

I. Datengrundlage

- 219 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 Regelenenergievorhaltung der meldepflichtigen Anlagen. Zusätzlich hat das Bundeskartellamt eine vollständige Liste der in Deutschland verfügbaren präqualifizierten Anlagen von den Übertragungsnetzbetreibern abgefragt. Die KWEP-Daten umfassen dabei für aFRR und mFRR einen Großteil der in Deutschland für die Erbringung von Regelenenergie präqualifizierten Leistung (PQ-Leistung). Insbesondere die PQ-Leistung aus größeren konventionellen Anlagen sowie Pumpspeicheranlagen ist im Datensatz nahezu vollständig enthalten (siehe Abbildung 21). Lediglich die PQ-Leistung aus Batteriespeichern, kleineren Erdgas-, Mineralöl- sowie Biogas- und Biomasseanlagen sowie Erzeugungsanlagen, die nicht an das Höchst- und Hochspannungsnetz angeschlossen sind, wird durch den Datensatz nicht abgedeckt, da diese Anlagen nicht der Meldepflicht unterliegen. Insoweit dürften an das Verteilernetz angeschlossene Windenergieanlagen mit Blick auf die Erbringung negativer mFRR erwähnenswert sein. Zudem ist die PQ-Leistung aus abschaltbaren Lasten und Verbrauchsanlagen nicht im Datensatz enthalten. Insgesamt umfassen die KWEP-Daten für jede Regelenenergiequalität und -richtung jeweils über 85 Prozent der verfügbaren PQ-Leistung.

Abbildung 21: Abdeckung der PQ-Leistung durch KWEP-Daten



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der KWEP-Daten und Daten der Übertragungsnetzbetreiber zur PQ-Leistung in Deutschland (Stand Februar 2024).

220 Die PQ-Leistung stellt das maximal mögliche Angebot im Bereich der Regelleistung dar. Hierbei ist zu beachten, dass manche Anlagen an mehreren Netzanschlusspunkten präqualifiziert sind und Regelleistung durch präqualifizierte Anlagen durch den Anbieter besichert werden muss. Auch sind einige Anlagen für beide Regellenergiequalitäten und -richtungen präqualifiziert, die Vermarktungsmöglichkeiten werden jedoch durch die Kraftwerksphysik und von der Kraftwerksfahrweise beschränkt. Die tatsächliche Vorhaltung (das Marktergebnis) ergibt sich aus den Zuschlägen der Anbieter in den Regelarbeitsauktionen¹³⁴. Zur Validierung und Untersuchung der Relevanz der im Datensatz enthaltenen Anlagen für das Marktergebnis wurde 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](https://www.regelleistung.net) veröffentlichten Zuschlägen der Anbieter aus den deutschen Regelzonen abgeglichen.¹³⁵ Tabelle 6 stellt diese Abdeckung der Regelleistungsvorhaltung durch die KWEP-Daten gemittelt über den Berichtszeitraum dar.

¹³⁴ 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, dass ein hinreichendes Angebot im Arbeitsmarkt verfügbar ist (siehe C.1.3).

¹³⁵ <https://www.regelleistung.net/de-de/> → Daten → Datacenter → Ausschreibungsdateien.

Tabelle 6: Abdeckung der Regelleistungsvorhaltung durch die KWEP-Daten

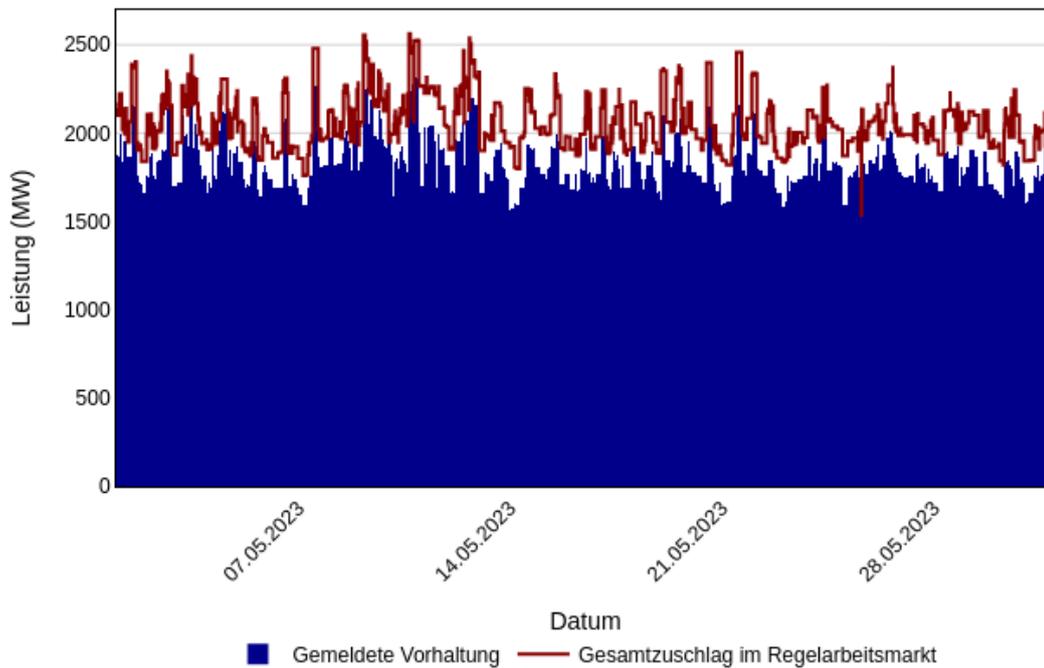
Arbeitsauktion	Ø Anteil der gemeldeten Regelleistungsvorhaltung am Gesamtzuschlag in den Regelarbeitsauktionen
Positive aFRR	> 85 %
Negative aFRR	> 60 %
Positive mFRR	> 75 %
Negative mFRR	> 40 %

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

- 221 Der Vergleich legt eine hinreichende Abdeckung der Regelleistungsvorhaltung für aFRR und positive mFRR 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. Im Vergleich zur letzten Untersuchung im Jahr 2021¹³⁶ kam es zusätzlich zu einem Rückgang der präqualifizierten Leistung im Bereich mFRR (beide Richtungen) und positiver aFRR. Der Rückgang betrifft überwiegend den Bereich fossiler Energieträger und Kernenergie. Da diese Anlagen meist am Meldeprozess nach SO-GL teilnehmen mussten bzw. müssen, erscheint die im Vergleich zum Jahr 2021 geringere Abdeckung der Leistung in den KWEP-Daten plausibel.
- 222 Abbildung 22 stellt exemplarisch für den Monat Mai 2023 im Bereich der positiven Sekundärregelung die viertelstundenscharfe gemeldete Vorhaltung in den KWEP-Daten dem Gesamtzuschlag für selbige in den Regelarbeitsauktionen gegenüber.

¹³⁶ <https://regelleistung.net/de-de> → PQ-Leistung in Deutschland

Abbildung 22: Vergleich gemeldete Vorhaltung¹³⁷ mit Gesamtzuschlag in der Regelarbeitsauktion für positive Sekundärregelung im Mai 2023



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

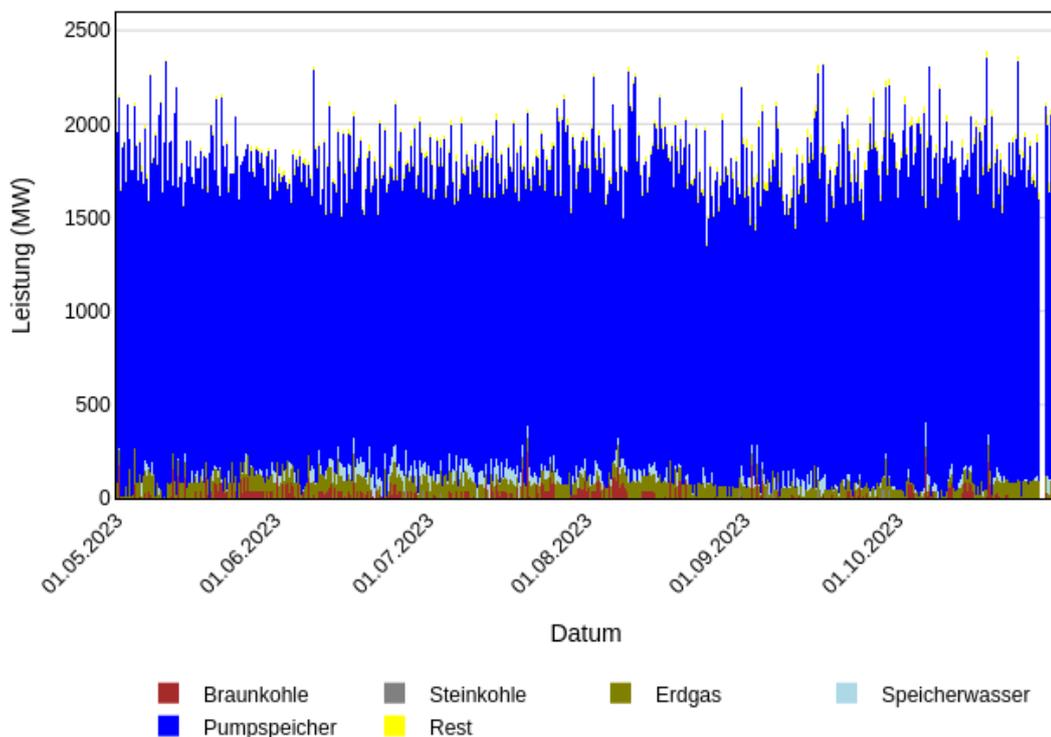
II. Bedeutung einzelner Energieträger

- 223 In den gemeldeten Vorhaltungsdaten lassen sich klare strukturelle Unterschiede je Regelenenergiequalität 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 KWEP-Daten erhobenen Stammdaten der Anlagen. Aus Übersichtsgründen wurde jeweils nur die erste Hälfte des Berichtszeitraums abgebildet, also der Zeitraum vom 1. Mai 2023 bis zum 31. Oktober 2023; die zweite Hälfte ist qualitativ identisch. Die im Text genannten Anteile der jeweiligen Energieträger an der gemeldeten Vorhaltung beziehen sich hingegen immer auf den gesamten Berichtszeitraum.
- 224 Auffällig ist insbesondere der sehr hohe Anteil an in den KWEP-Daten gemeldeter Pumpspeichervorhaltung in der positiven aFRR. So entfielen im Berichtszeitraum rund 92 Prozent der gemeldeten Vorhaltung auf Pumpspeicher; dieser Anteil ist auch im Zeitverlauf

¹³⁷ In einzelnen Produktzeitscheiben lag die gemeldete Vorhaltung geringfügig über dem Gesamtzuschlag im Regelarbeitsmarkt. Ein möglicher Grund ist, dass auch Leistung, die der Besicherung von Regelleistungsvorhaltung dient, in den KWEP-Daten als Vorhaltung gemeldet wird und einzelne Anbieter eventuell ihre Meldungen in den KWEP Daten nicht mehr an kurzfristige Änderungen in der Vorhaltung von Kraftwerken anpassen.

stabil (Abbildung 23). Lediglich in deutlich geringeren Anteilen wurde Vorhaltung aus anderen Anlagentypen gemeldet (u. a. Erdgas, Speicherwasser 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 in den Daten konzentriert sich zudem auf wenige größere Anlagen bzw. Anlagengruppen.

Abbildung 23: Positive Sekundärregelung (aFRR): gemeldete Vorhaltung nach Energieträger

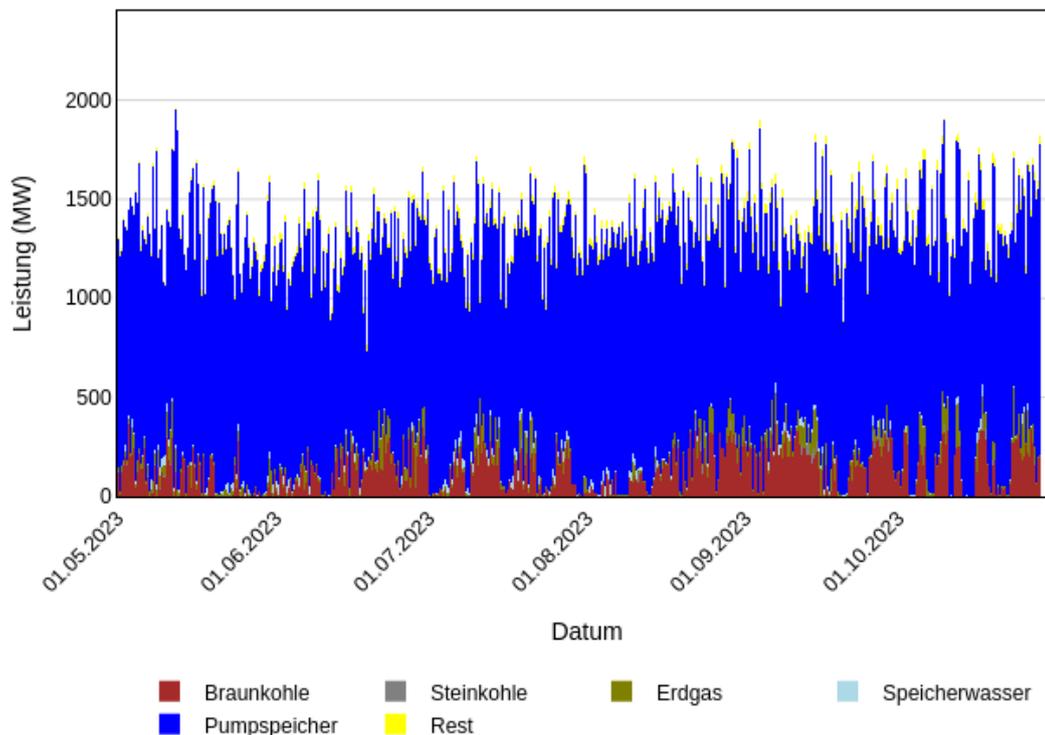


Die x-Achse repräsentiert die einzelnen Tage im Zeitraum Mai 2023 bis Oktober 2023 während auf der y-Achse die vorgehaltene Leistung dargestellt ist. Jeder Farbbalken zeigt die Vorhaltung je Energieträger. Zur Vereinfachung der Darstellung wurden die Daten am Tag der Zeitumstellung entfernt.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der KWEP-Daten.

225 Auch für die negative aFRR ist der Anteil der in den KWEP-Daten gemeldeten Vorhaltung aus Pumpspeicheranlagen mit rund 84 Prozent auffällig hoch (Abbildung 24). Allerdings wurde im Berichtszeitraum Regelleistungsvorhaltung für die negative aFRR zu einem relevanten Anteil auch aus Grundlastkraftwerken, insbesondere Braunkohle (ca. 8 Prozent), sowie Erdgasanlagen (ca. 4 Prozent) gemeldet. Gleichzeitig ist zu beachten, dass die Abdeckungsrate durch die KWEP-Daten für die negative aFRR rund 60 Prozent beträgt und somit negative aFRR auch zu einem nicht unerheblichen Anteil von Anlagen vorgehalten wurde, die nicht im Datensatz enthalten sind.

Abbildung 24: Negative Sekundärregelung (aFRR): gemeldete Vorhaltung nach Energieträger



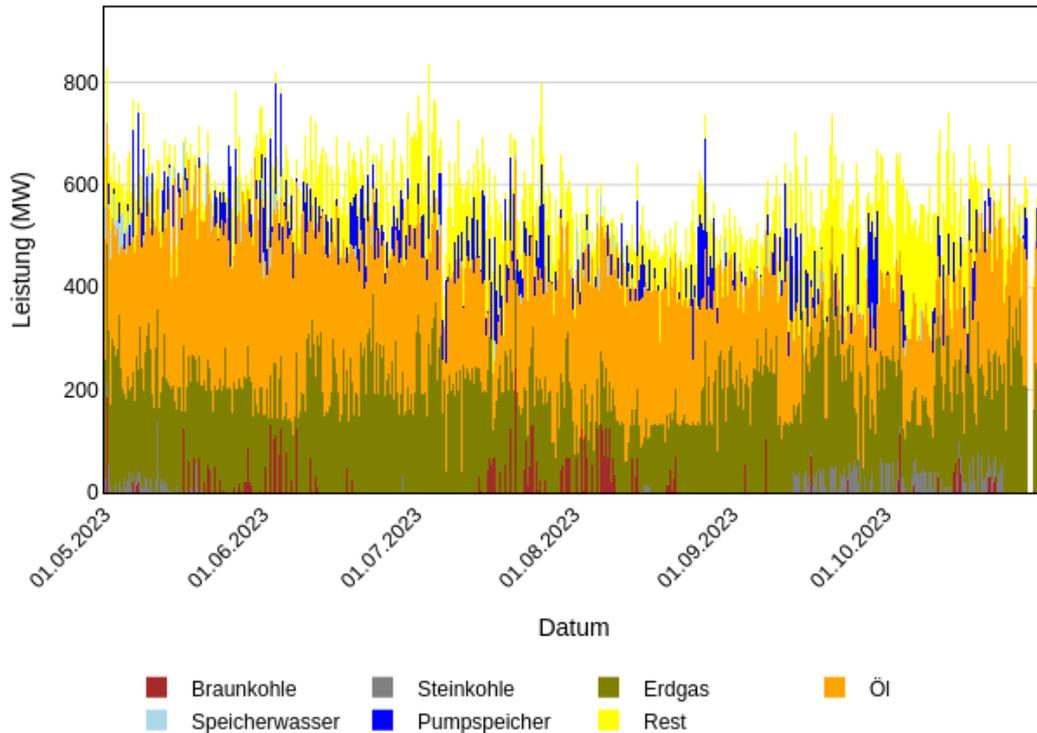
Die x-Achse repräsentiert die einzelnen Tage im Zeitraum Mai 2023 bis Oktober 2023 während auf der y-Achse die vorgehaltene Leistung dargestellt ist. Jeder Farbbalken zeigt die Vorhaltung je Energieträger. Zur Vereinfachung der Darstellung wurden die Daten am Tag der Zeitumstellung entfernt.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der KWEP-Daten.

- 226 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 nur rund 6 Prozent. Im Jahr 2021 betrug die Vorhaltung von positiver mFRR durch Pumpspeicheranlagen noch 35 Prozent.¹³⁸ Pumpspeicher halten also hier einen wesentlich geringeren Anteil der Leistung vor. Ein höherer Anteil wurde von Mineralölanlagen (rund 39 Prozent) und Erdgaskraftwerken (rund 36 Prozent) gemeldet. Abbildung 25 stellt diese Anteile im Zeitverlauf für die erste Berichtshälfte dar.

¹³⁸ BKartA, Marktmachtbericht 2021, Rn. 121

Abbildung 25: Positive Minutenregelung (mFRR): gemeldete Vorhaltung nach Energieträger



Die x-Achse repräsentiert die einzelnen Tage im Zeitraum Mai 2023 bis Oktober 2023 während auf der y-Achse die vorgehaltene Leistung dargestellt ist. Jeder Farbbalken zeigt die Vorhaltung je Energieträger. Zur Vereinfachung der Darstellung wurden die Daten am Tag der Zeitumstellung entfernt.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der KWEP-Daten.

227 In der negativen mFRR betrug der in den KWEP-Daten gemeldete Anteil der von Pumpspeichern vorgehaltenen Leistung zwar rund 42 Prozent, ein nennenswerter Anteil wird jedoch auch von Braunkohlekraftwerken (rund 28 Prozent) und Erdgaskraftwerken (rund 12 Prozent) vorgehalten. Der überwiegende Anteil der Vorhaltung (fast 60 Prozent) wird jedoch nicht von den KWEP-Daten erfasst. Rückschlüsse auf die Bedeutung einzelner Anlagen sind daher nur erschwert möglich. Aufgrund der geringeren Abdeckung durch die KWEP-Daten scheinen Pumpspeicher hier eine weniger hervorgehobene Rolle einzunehmen, als durch den Anteil an der in den KWEP-Daten gemeldete Vorhaltung suggeriert wird. Weiterhin wurden bedeutende Anteile an der Vorhaltung auch von Braunkohleanlagen gemeldet. Die geringere Abdeckung durch die KWEP-Daten deutet jedoch daraufhin, dass ein wesentlicher Anteil der Vorhaltung in der negativen mFRR von Anlagen erbracht wird, die keiner Meldepflicht an die Übertragungsnetzbetreiber unterliegen.

III. Verhältnis präqualifizierter Leistung zu vermarkteter Leistung

228 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 7). Die Auswertungen der gemeldeten Leistungsvorhaltung in den KWEP-Daten deuten allerdings darauf hin, dass das Angebot in den verschiedenen Regelenergiebereichen wesentlich geringer ausfallen könnten.

Tabelle 7: PQ-Leistung und Regeleistungsbedarf im Zeitraum 01. Mai 2023 und 30. April 2024

	PQ-Leistung in Deutschland in GW (Stand Februar 2024)	Durchschnittlich ausgeschriebener Bedarf Deutschland in GW
Positive aFRR	22,5	1,9
Negative aFRR	23,7	1,8
Positive mFRR	26,0	0,6
Negative mFRR	26,2	0,4

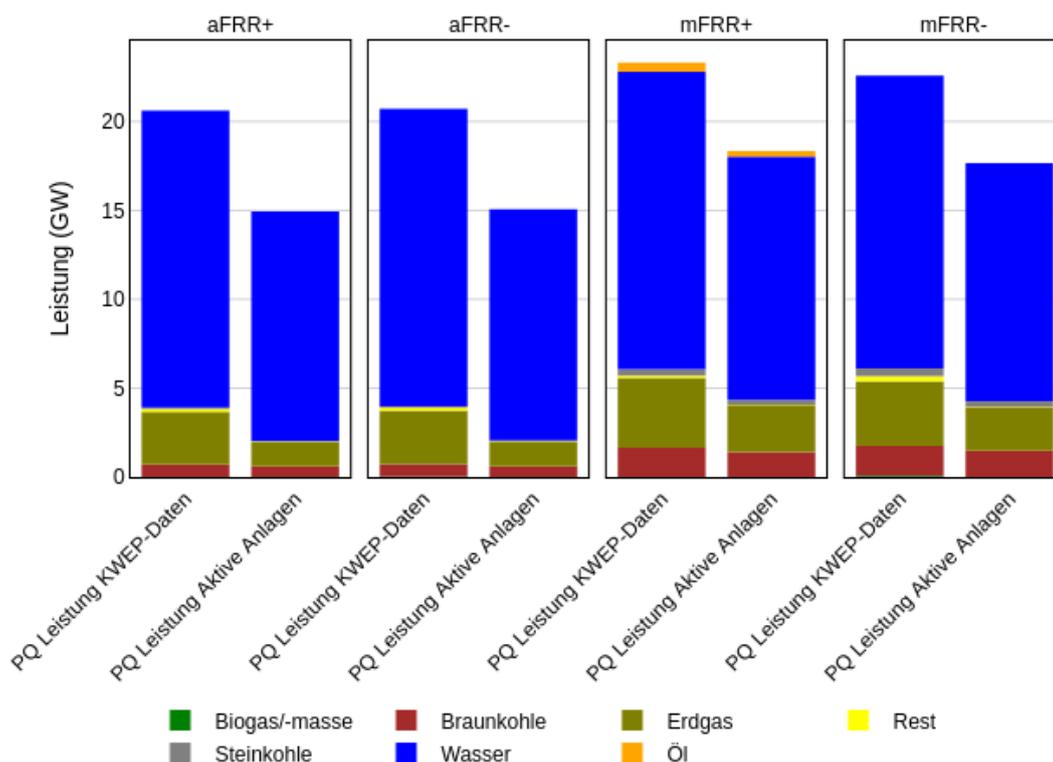
Quelle: Daten von Regelleistung.net (Angaben gerundet).

229 Die KWEP-Daten erfassen, wie bereits unter (Abbildung 21) dargestellt, einen überwiegenden Teil der PQ-Leistung (> 85 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 Teil der präqualifizierten konventionellen Anlagen (Mineralöl 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 für jede Regelenergieart und -richtung präqualifiziert sind. Eine vollständige Vermarktung der gemeinsamen PQ-Leistung aus Turbine und Pumpe derselben Anlage zum selben Zeitpunkt je Regelenergieart und -richtung ist jedoch nur beschränkt möglich. Die im Abschnitt I. dargestellte und auch von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichte

PQ-Leistung¹³⁹ aus Wasseranlagen dürfte daher die für den Markt in einem Zeitpunkt verfügbare PQ-Leistung überzeichnen.

230 Abbildung 26 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 alle Anlagen berücksichtigt, die im Berichtszeitraum in mindestens einer Viertelstunde eine Regelleistungsvorhaltung gemeldet haben. Bei Pumpspeichern wurde hierbei die volle Leistung von Pumpe und Turbine angesetzt, da einzelne Maschinen Vorhaltung in vollem Leistungsumfang meldeten. Zu beachten ist hierbei jedoch, dass zu solchen Zeitpunkten eine Vorhaltung in umgekehrter Regelrichtung nicht möglich ist.

Abbildung 26: PQ-Leistung: Aktive Anlagen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der KWEP-Daten und Daten zur PQ-Leistung in Deutschland (Stand Juni 2024).

231 Die Darstellung verdeutlicht, dass das Angebot in allen Bereichen wesentlich geringer als die insgesamt präqualifizierte Leistung ausfällt. So umfasst die hier dargestellte Abschätzung der PQ-Leistung aktiver Anlagen in allen Bereichen nur jeweils rund 60 bis 70 Prozent der vom Datensatz erfassten PQ-Leistung. Gleichzeitig verdeutlicht die Darstellung die bereits unter II. dargestellte hohe Bedeutung von Pumpspeicherleistung für die

¹³⁹ <https://www.regelleistung.net/> → PQ-Leistungen in Deutschland.

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.

- 232 Die Auswertungen zeigen auch, dass im Berichtszeitraum für aFRR die präqualifizierte Leistung der von den KWEP-Daten erfassten Anlagen ohne Pumpspeicherkraftwerke nicht genug aktive Regelleistung zur Verfügung steht, um den regelmäßig ausgeschriebenen Bedarf an Regelleistung zu decken. Auf Grund der hohen Bedeutung von Pumpspeichern in diesem Bereich könnten gleichzeitige Nichtverfügbarkeiten relevanter Anlagen das verfügbare Angebot gerade in der aFRR kurzfristig spürbar verknappen.
- 233 Im Gegensatz hierzu wäre bei mFRR in allen Bereichen selbst ohne Pumpspeicheranlagen grundsätzlich genug aktive Regelleistung verfügbar, 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.

IV. Anbieterstruktur

- 234 Für eine erste Einschätzung der Marktstellung einzelner Anbieter und der Marktkonzentration wurden aus den Angebotsdaten die Anteile der Anbieter ermittelt. Da aus einer Bezuschlagung am Regelleistungsmarkt einem Anbieter die Pflicht zur Teilnahme am Regelarbeitsmarkt entsteht und lediglich wenige leistungspreisfreie Angebote (je nach Regelenergiequalität und -richtung durchschnittlich zwischen 9 und 18 Prozent der im Median ausgeschriebenen Menge) in den Regelarbeitsmarkt eingestellt werden, gibt eine Auswertung der Angebotsdaten im Regelleistungsmarkt einen ersten Überblick über die Anbieterstruktur im Bereich der Regelenergie.
- 235 Die Gebotsanteile wurden je Anbieter für jede Regelenergiequalität und -richtung über den Berichtszeitraum hinweg ermittelt (Zeitraum: 01. Mai 2023 bis 30. April 2024). Hierzu wurde die angebotene Leistung je Anbieter ins Verhältnis zum Gesamtzuschlag in der jeweiligen Regelleistungsauktion gesetzt. Die so errechneten Anteile geben Aufschluss darüber, wie viel Regelleistung durchschnittlich von dem jeweiligen Anbieter angeboten wird. Nachfolgend werden für jede Kombination aus Regelenergiequalität und -richtung die errechneten durchschnittlichen Angebotsanteile der fünf größten Anbieter für den Berichtszeitraum dargestellt. Zusätzlich wird der durchschnittliche Gesamtanteil der übrigen Anbieter abgebildet.

236 Für die positive aFRR deuten die Auswertungen auf eine sehr hohe Marktkonzentration hin (Tabelle 8). So beträgt der Angebotsanteil des größten Anbieters EnBW im Durchschnitt mehr als 30 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.¹⁴⁰ 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 gesamten, im Regelarbeitsmarkt bezuschlagten, positiven aFRR vor.¹⁴¹ Dies geht einher mit dem hohen Anteil der gemeldeten Vorhaltung in Pumpspeichern, da die aufgelisteten Unternehmen über einen Großteil der deutschen Pumpspeicherleistung verfügen.

Tabelle 8: Positive aFRR: Durchschnittliche Angebotsanteile der fünf größten Anbieter in der Regelleistungsauktion

Unternehmen	Ø Gebotsanteil	Ø Zuschlagsanteil
EnBW	30-35 %	25-30 %
Vorarlberger Illwerke	15-20 %	25-30 %
RWE	15-20 %	15-20 %
Vattenfall	5-10 %	10-15 %
Uniper	5-10 %	0-5 %
Rest	10-15 %	15-20 %

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis der Gebotsdaten der Regelleistungsauktionen (regelleistung.net).

237 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 9). Auch insgesamt fällt die beobachtete Konzentration hier im Vergleich zur positiven aFRR wesentlich geringer aus. Im Vergleich zur positiven aFRR wird ein Teil der Leistung von Aggregatoren und kleinen Anbietern angeboten. So werden im Durchschnitt 35 bis 40 Prozent nicht von den fünf größten Anbietern, worunter sich mit Energy2Market auch ein Anbieter kleiner Anlagen befindet, angeboten.

¹⁴⁰ Homepage EnBW → Über die EnBW → Fokusthemen → Wasserkraft → Beteiligungen: <https://www.enbw.com/unternehmen/themen/wasserkraft/beteiligungen/> (zuletzt abgerufen August 2024).

¹⁴¹ Berechnung: Vorhaltungsmenge nach KWEP-Daten geteilt durch Summe der in Deutschland bezuschlagten Menge im Regelarbeitsmarkt.

Tabelle 9: Negative aFRR: Durchschnittliche Angebotsanteile der fünf größten Anbieter in der Regelleistungsauktion

Unternehmen	Ø Gebotsanteil	Ø Zuschlagsanteil
EnBW	25-30 %	20-25 %
Vorarlberger Illwerke	10–15 %	10-15 %
RWE	10-15 %	10-15 %
Energy2Market	5-10 %	10-15 %
Vattenfall	5-10 %	0-5 %
Rest	35-40 %	35-40 %

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis der Gebotsdaten der Regelenergieauktionen (regelleistung.net).

- 238 Für die positive mFRR ergibt sich ein ähnliches Bild wie für positive aFRR (Tabelle 10). Auch hier verteilt sich das Angebot an Regelleistung auf wenige Anbieter. Größte Anbieter von positiver mFRR sind EnBW und Uniper. Der durchschnittliche Anteil an Leistungsgeboten, der nicht auf die fünf größten Anbieter entfällt, beträgt zwischen 15 und 20 Prozent, der durchschnittliche Anteil bei der bezuschlagten Leistung sogar zwischen 25 und 30 Prozent. Im Unterschied zu positiver aFRR wird jedoch positive mFRR meist nicht in Pumpspeicherkraftwerken vorgehalten, auch wenn eine solche Anlage für positive mFRR präqualifiziert ist.

Tabelle 10: Positive mFRR: Durchschnittliche Angebotsanteile der fünf größten Anbieter in der Regelleistungsauktion

Unternehmen	Ø Gebotsanteil	Ø Zuschlagsanteil
EnBW	30-35 %	20-25 %
Uniper	20-25 %	20-25 %
RWE	10-15 %	0-5 %
E.ON	5-10 %	20-25 %
Vattenfall	5-10 %	0-5 %
Rest	15-20 %	25-30 %

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis der Gebotsdaten der Regelenergieauktionen (regelleistung.net).

- 239 Auch für negative mFRR ist die EnBW der größte Anbieter (Tabelle 11). Allerdings wird im Bereich der negativen mFRR der wesentliche Teil der Vorhaltung nicht durch die KWEP-Daten abgedeckt (ca. 60 Prozent). Auf Grund der geringeren Abdeckungsquote

sind Rückschlüsse auf die Bedeutung einzelner Energieträger 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 erfassten Vorhaltung dürfte es sich daher maßgeblich um Anlagen handeln, die von kleineren Anbietern und Aggregatoren vermarktet werden.

Tabelle 11: Negative mFRR: Durchschnittliche Angebotsanteile der fünf größten Anbieter in der Regelleistungsauktion

Unternehmen	Ø Gebotsanteil	Ø Zuschlagsanteil
EnBW	30-35 %	15-20 %
Vattenfall	10-15 %	5-10 %
Uniper	10-15 %	5-10 %
RWE	10-15 %	0-5 %
Südvolt	5-10 %	10-15 %
Rest	20-25 %	45-50 %

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis der Gebotsdaten der Regelleistungsauktionen (regelleistung.net).

V. Leistungspreisfreie Angebotsmenge

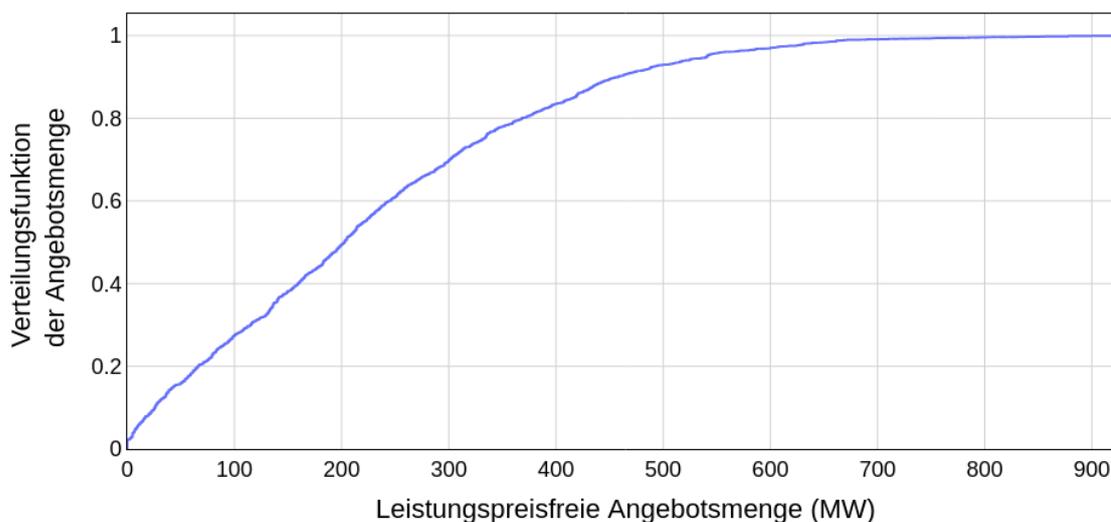
- 240 Zum Verständnis der Marktstruktur im Bereich der Regelleistung hat das Bundeskartellamt erstmals die leistungspreisfreien Gebote im Regelarbeitsmarkt ausgewertet.¹⁴² Neben den bezuschlagten Angeboten im Regelleistungsmarkt besteht im Regelarbeitsmarkt die Möglichkeit einer Abgabe von leistungspreisfreien Geboten. Sowohl den Anbietern von Regelleistung im Regelleistungsmarkt als auch den Anbietern von leistungspreisfreien Geboten entsteht seit Einführung der europäischen Beschaffungsplattformen MARI und PICASSO die Pflicht zur Bereithaltung von Regelleistung.
- 241 Die Auswertungen beruhen auf den von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Daten zur Bereithaltung von Regelleistung und den Gebotsdaten der einzelnen Anbieter.¹⁴³ Bei der Auswertung wurde berücksichtigt, dass zwischen Deutschland und Österreich im Bereich aFRR ein Gebotsaustausch im Regelleistungsmarkt in Höhe von bis zu 80 MW möglich ist.

¹⁴² Als Menge der leistungspreisfreien Gebote wurde die Differenz zwischen bezuschlagter Menge am Regelleistungsmarkt und bezuschlagter Menge am Regelarbeitsmarkt angesehen. Der Gebotsaustausch mit Österreich im Bereich aFRR (bis zu 80 MW) wurde hierbei berücksichtigt.

¹⁴³ <https://www.regelleistung.net/de-de/> → Daten → Datencenter → Ausschreibungsdateien

242 Für positive aFRR werden neben den bereits im Regelleistungsmarkt bezuschlagten Geboten in Deutschland zusätzlich im Mittel etwa 200 MW als leistungspreisfreie Gebote im Regelarbeitsmarkt angeboten. Dies entspricht etwa 10 Prozent der im Median bezuschlagten Leistung im Regelarbeitsmarkt (vgl. Abbildung 27). Die beiden größten Anbieter von aFRR im Regelleistungsmarkt sind hierbei auch die beiden größten Anbieter von leistungspreisfreien Geboten (vgl. Tabelle 12), wobei die Vorarlberger Illwerke im Durchschnitt den höchsten Gebotsanteil besitzen.

Abbildung 27: Verteilungsfunktion der leistungspreisfreien Gebote im Regelarbeitsmarkt für positive aFRR



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der veröffentlichten Angebotsdaten.

Tabelle 12: Positive aFRR: Durchschnittliche leistungspreisfreie Angebotsanteile der fünf größten Anbieter in der Regelarbeitsauktion

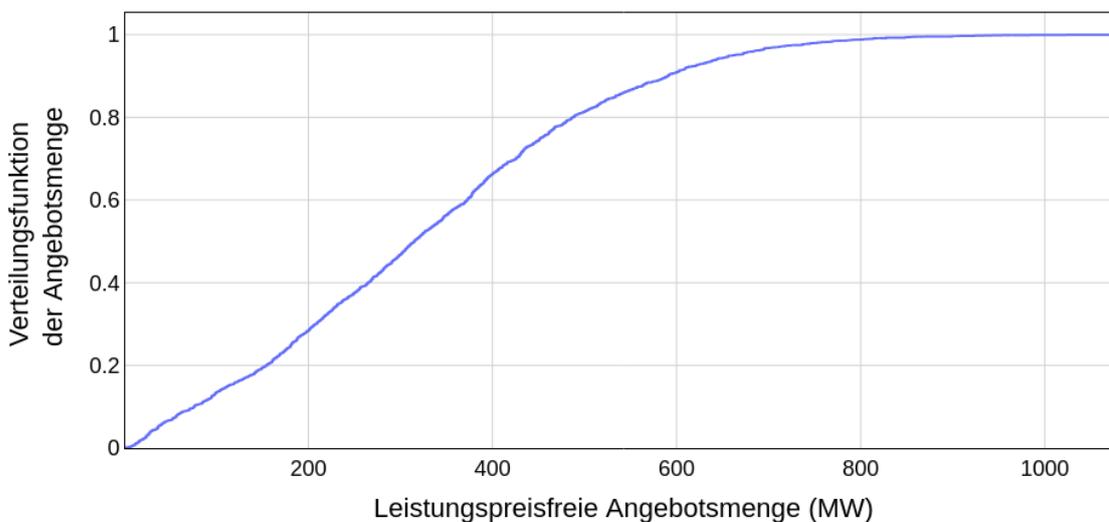
Unternehmen	Ø Gebotsanteil
Vorarlberger Illwerke	60-65 %
EnBW	10-15 %
Energy2Market	5-10 %
WVV	5-10 %
Vattenfall	0-5 %
Rest	10-15 %

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis der Gebotsdaten der Regelleistungsauctionen (regelleistung.net).

243 Der größte Anteil an leistungspreisfreien Geboten ergab sich im Berichtszeitraum für negative aFRR. Hier wurden durchschnittlich 320 MW Regelleistung zusätzlich zu den

bereits im Regelleistungsmarkt bezuschlagten Geboten als leistungspreisfreie Gebote im Regelarbeitsmarkt angeboten (vgl. Abbildung 28). Dies entspricht über 17 Prozent der im Median im Regelleistungsmarkt bezuschlagten Gebote. Ähnlich wie in der positiven aFRR werden auch für negative aFRR die überwiegende Anzahl an Geboten von den beiden größten Anbietern von negativer aFRR, der EnBW und den Vorarlberger Illwerken, abgegeben (vgl. Tabelle 13).

Abbildung 28: Verteilungsfunktion der leistungspreisfreien Gebote im Regelarbeitsmarkt für negative aFRR



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der veröffentlichten Angebotsdaten der Regelleistungsauktionen (regelleistung.net).

Tabelle 13: Negative aFRR: Durchschnittliche leistungspreisfreie Angebotsanteile der fünf größten Anbieter in der Regelarbeitsauktion

Unternehmen	Ø Gebotsanteil
Vorarlberger Illwerke	40-45 %
EnBW	10-15 %
EWE	10-15 %
Energy2Market	10-15 %
Rheinenergie	0-5 %
Rest	15-20 %

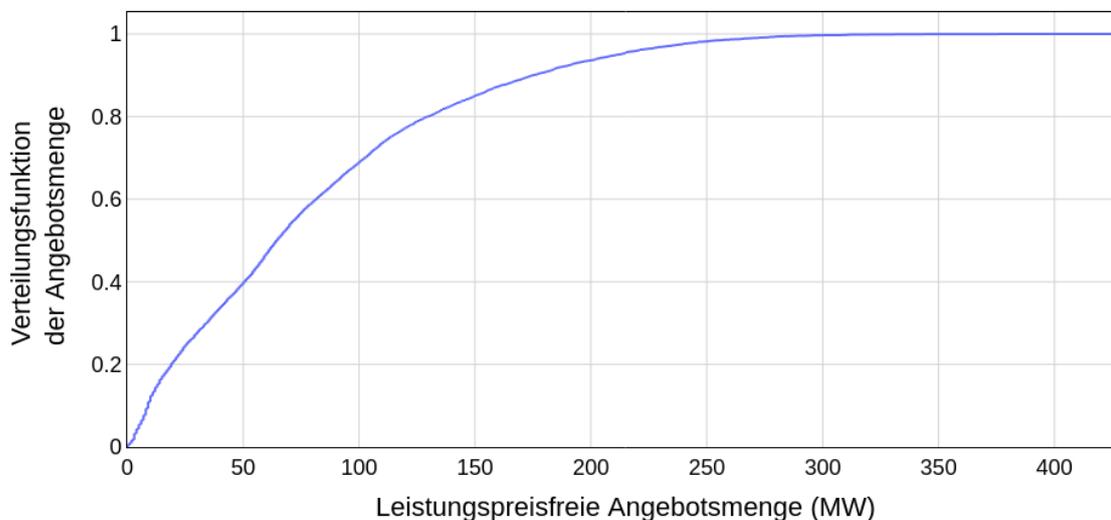
Quelle: Eigene Berechnung auf Basis der Gebotsdaten der Regelleistungsauktionen (regelleistung.net).

244 Es zeigt sich, dass im Bereich der aFRR die EnBW und die Vorarlberger Illwerke auch im Bereich der leistungspreisfreien Gebote die beiden größten Anbieter sind. Somit weist

die Auswertung, auch unter Berücksichtigung der leistungspreisfreien Angebote, weiterhin auf eine starke Marktkonzentration im Bereich aFRR hin.

245 Im Bereich mFRR ergeben sich deutlich weniger leistungspreisfreie Gebote als im Bereich aFRR. Zu berücksichtigen ist jedoch auch das im Berichtszeitraum deutlich geringere Ausschreibungsvolumen im Bereich mFRR im Vergleich zur aFRR (vgl. Tabelle 7). Für positive mFRR wurden zusätzlich zur im Regelleistungsmarkt bezuschlagten Angebotsmenge durchschnittlich 65 MW Leistung als leistungspreisfreie Gebote im Regelarbeitsmarkt angeboten (vgl. Abbildung 29). Aufgrund der geringen Ausschreibungsmenge entspricht dies dennoch etwa 10 Prozent der im Median angebotenen Menge im Regelarbeitsmarkt. Auffällig ist jedoch, dass der größte Anbieter von leistungspreisfreien Geboten, EWE, nicht zu den fünf größten Anbietern für mFRR im Regelleistungsmarkt zählt. Lediglich der zweit- und drittgrößte Anbieter von leistungspreisfreien Geboten, Uniper und EnBW, zählen auch zu den fünf größten Anbietern von Regelleistung (vgl. Tabelle 10 & Tabelle 14).

Abbildung 29: Verteilungsfunktion der leistungspreisfreien Gebote im Regelarbeitsmarkt für positive mFRR



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der veröffentlichten Angebotsdaten der Regelleistungsauctionen (regelleistung.net).

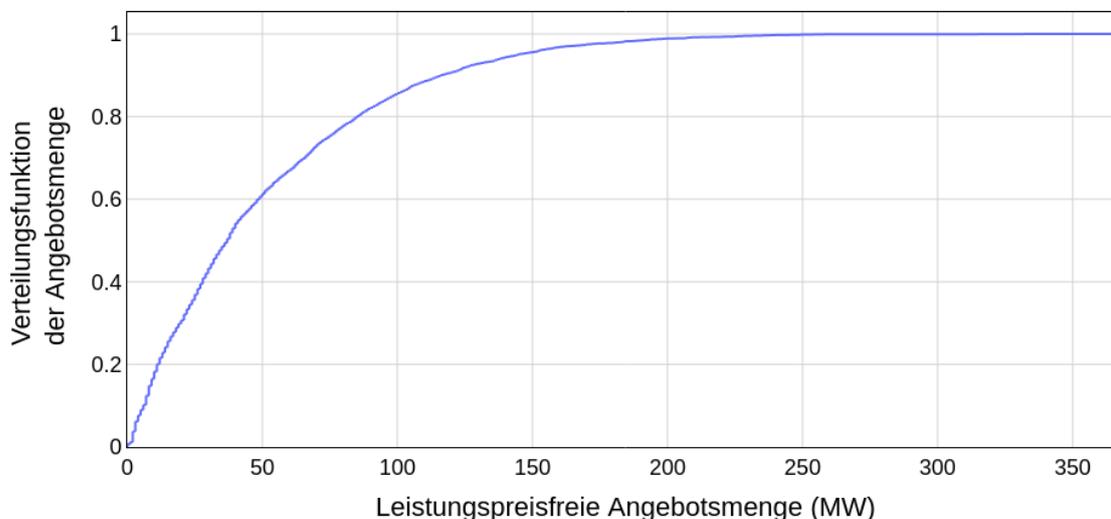
Tabelle 14: Positive mFRR: Durchschnittliche leistungspreisfreie Angebotsanteile der fünf größten Anbieter in der Regelarbeitsauktion

Unternehmen	Ø Gebotsanteil
EWE	45-50 %
Uniper	15-20 %
EnBW	10-15 %
SWM	5-10 %
Südvolt	0-5 %
Rest	10-15 %

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis der Gebotsdaten der Regelernergieauktionen (regelleistung.net).

246 Im Bereich negativer mFRR ergab sich im Berichtszeitraum der geringste Wert an leistungspreisfreien Geboten. Hier werden durchschnittlich weniger als 40 MW Leistung als leistungspreisfreie Gebote angeboten (vgl. Abbildung 30). Aufgrund der geringen Ausschreibungsmenge an Regelleistung durch die Übertragungsnetzbetreiber entspricht dies trotzdem fast 10 Prozent der im Median im Regelarbeitsmarkt angebotenen Leistungsmenge. Auch im Bereich negativer mFRR ist der größte Anbieter von leistungspreisfreien Geboten EWE. Lediglich EnBW und Südvolt gehören sowohl im Bereich des Regelleistungsmarktes als auch im Bereich der leistungspreisfreien Gebote am Regelarbeitsmarkt zu den fünf größten Anbietern (vgl. Tabelle 11 & Tabelle 15).

Abbildung 30: Verteilungsfunktion der leistungspreisfreien Gebote im Regelarbeitsmarkt für negative mFRR



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der veröffentlichten Gebotsdaten der Regelernergieauktionen (regelleistung.net).

Tabelle 15: Negative mFRR: Durchschnittliche leistungspreisfreie Angebotsanteile der fünf größten Anbieter in der Regelarbeitsauktion

Unternehmen	Ø Gebotsanteil
EWE	35-40 %
EnBW	10-15 %
MVV	10-15 %
Statkraft	10-15 %
Südvolt	5-10 %
Rest	15-20 %

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis der Gebotsdaten der Regelernergieauktionen (regelleistung.net).

- 247 Die Ergebnisse zeigen, dass im Regelarbeitsmarkt ein Teil der Gebote als leistungspreisfreie Gebote abgegeben wird. Im Bereich der Minutenreserve werden diese Gebote zumeist von kleineren Anbietern und Aggregatoren abgegeben und stärken den Wettbewerb. Von den größten Anbietern aus der Minutenreserveleistung findet sich nur EnBW ebenso unter den fünf größten Anbietern von leistungspreisfreien Geboten.

F. Wettbewerbliche Würdigung und Perspektiven

- 248 Die vorgestellten Befunde deuten weiterhin auf eine strukturelle Absicherung der Marktmacht des größten Anbieters im Stromerstabsatzmarkt, RWE, hin. Zwar ist die Anzahl der Zeiträume, in denen die Stromnachfrage ohne RWE nicht gedeckt werden konnte, in die Größenordnung der vom Bundeskartellamt angewendeten Vermutungsschwelle für eine marktbeherrschende Stellung zurückgefallen. Im Rahmen der Gesamtbetrachtung der relevanten Marktverhältnisse kommt in diesem Berichtszeitraum daher neben dem konkreten Ausmaß der Unverzichtbarkeit dessen Vorhersehbarkeit für das Bestehen struktureller Marktmacht eine zentrale Bedeutung zu. Die hierzu durchgeführten ökonomischen Analysen bestätigen, dass die Zeiträume der Unverzichtbarkeit für RWE systematisch vorhersehbar sind.
- 249 Die Tatsache, dass die Anzahl von Zeiträumen, in denen die Stromnachfrage ohne RWE nicht gedeckt werden konnte, im Berichtszeitraum im Vergleich zum Vorjahr rückläufig gewesen ist, dürfte insbesondere auf die schwache Stromnachfrage zurückzuführen sein. Angesichts des geplanten Zubaus von Wärmepumpen und des angestrebten Markthochlaufs der E-Mobilität und mit Blick auf eine möglicherweise wieder anziehende konjunkturelle Entwicklung dürfte der marktmachtdämpfende Effekt einer schwachen

Stromnachfrage mittelfristig jedoch entfallen. Eine wieder ansteigende Stromnachfrage könnte sich dann sogar als Treiber zunehmender Marktmacht erweisen.

- 250 Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Berichts sind die Kraftwerksreaktivierungen im Zuge des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes (EKBG) ausgelaufen und weitere Stilllegungen nach dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) erfolgt. Daher geht das Bundeskartellamt davon aus, dass sich die inländischen Erzeugungskapazitäten, welche dem Stromer Absatzmarkt zur Verfügung stehen, nach Ende des Berichtszeitraums weiter reduziert haben und durch weitere, bereits beschlossene Abschaltungen auch weiter reduziert werden. Dies dürfte kurz- oder mittelfristig ebenfalls wieder zu einer Zunahme von Marktmacht der größten, verbleibenden Stromerzeuger führen. Somit erwartet das Bundeskartellamt, dass die Marktmacht von RWE perspektivisch wieder zunehmen wird, obwohl auch RWE von Kapazitätsstilllegungen betroffen sein wird.
- 251 Im vergangenen Berichtszeitraum waren zwar auch die dargebotsunabhängigen Kapazitäten der Anbieter LEAG und EnBW bereits verstärkt für die Deckung der Nachfrage unverzichtbar. Die ermittelten Zeitanteile für diese beiden Unternehmen liegen für diesen Berichtszeitraum allerdings deutlich unter der für die Marktbeherrschung angesetzten Vermutungsschwelle. Die oben aufgezeigten Marktentwicklungen könnten aber dazu führen, dass auch diese Unternehmen zukünftig wieder in stärkerem Maße für die Deckung der Stromnachfrage unverzichtbar werden.
- 252 Die Bedeutung ausländischer Kraftwerkskapazitäten für den deutschen Stromer Absatzmarkt hat erwartungsgemäß mit dem letzten Schritt des Atomausstieges und im Zuge des Auslaufens der Reaktivierungen von Reservekraftwerken und des weiter fortschreitenden Kohleausstieges noch weiter zugenommen. Gleichzeitig hat der Bedarf an Stromimporten und auch deren Umfang insbesondere in Zeiträumen zugenommen, in denen eine relativ hohe Nachfrage auf eine niedrige Einspeisung aus Sonne und Wind trifft. Im Vergleich zum Berichtszeitraum des vorangegangenen Marktmachtberichtes hat die Anzahl von Viertelstunden, in denen der Strombedarf in Deutschland aus Marktkraftwerken nicht mehr ohne das Ausland hätte gedeckt werden können von 4,8 auf nunmehr 9,4 Prozent zugenommen. Angesichts der nach Ende dieses Berichtszeitraums bereits vollzogenen und weiterer geplanter Kraftwerksabschaltungen ist hier perspektivisch mit einem weiteren Anstieg zu rechnen.
- 253 Im Bereich der Regelreserven deuten die Auswertungen weiterhin auf eine hohe Bedeutung von Pumpspeichern in der Sekundärregelreserve hin. Der größte Anbieter EnBW verfügt in der positiven Sekundärregelreserve über erhebliche Anteile an der Leistungsauktion und der Leistungsvorhaltung. Gleichzeitig übernimmt EnBW die Einsatzleitung

für den zweitgrößten Anbieter, die Vorarlberger Illwerke. Eine marktbeherrschende Stellung von EnBW im Bereich der Regelreserven, insbesondere im Bereich der (positiven) Sekundärregelung, erscheint nach diesen Ergebnissen weiterhin naheliegend. Auf Grund der teilweise sehr hohen Konzentration im Bereich der Regelenergie wird das Bundeskartellamt das Preissetzungsverhalten der großen Anbieter für Regelleistung und -arbeit hier weiterhin genau beobachten.