

Wambach, Achim; Kollmann, Dagmar; Kühling, Jürgen; Nöcker, Thomas;
Westerwelle, Angelika

Research Report

Wettbewerb mit neuer Energie. Sektorgutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG

Sektorgutachten Energie, No. 7

Provided in Cooperation with:

ZEW - Leibniz Centre for European Economic Research

Suggested Citation: Wambach, Achim; Kollmann, Dagmar; Kühling, Jürgen; Nöcker, Thomas;
Westerwelle, Angelika (2019) : Wettbewerb mit neuer Energie. Sektorgutachten der
Monopolkommission gemäß § 62 EnWG, Sektorgutachten Energie, No. 7, Monopolkommission,
Bonn

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/222363>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen
Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle
Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich
machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen
(insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten,
gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort
genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

*Documents in EconStor may be saved and copied for your personal
and scholarly purposes.*

*You are not to copy documents for public or commercial purposes, to
exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the
internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.*

*If the documents have been made available under an Open Content
Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise
further usage rights as specified in the indicated licence.*

7. Sektorgutachten Energie

Wettbewerb mit neuer Energie

Sektorgutachten der Monopolkommission
gemäß § 62 EnWG

2019

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	3
Kurzfassung.....	5
Kapitel 1	
Energiepolitische Einordnung des 7. Sektorgutachtens.....	10
1.1 Gesetzlicher Auftrag und Schwerpunkte	10
1.2 Verortung in das energiepolitische Gesamtbild.....	10
Kapitel 2	
Entwicklungen bei Wettbewerb und Missbrauchsaufsicht im Stromgroßhandel	14
2.1 Jüngere Entwicklungen im Stromgroßhandel	14
2.2 Effizienzproblematik des Strommarktconzeptes und Rolle des Bundeskartellamts.....	19
2.3 Würdigung des Entwurfs des Leitfadens zur Missbrauchsaufsicht 2019	23
2.3.1 EEG-Erzeugung im Erstabatzmarkt differenziert berücksichtigen	23
2.3.2 Marktbeherrschung auf RSI-Basis ökonomisch fundieren	26
2.3.3 Vorgehen bei der Missbrauchsprüfung konkretisieren.....	29
2.3.4 Kostenunterdeckung als sachliche Rechtfertigung überprüfen	30
2.4 Fazit: Missbrauchsaufsicht nachsteuern und Strommarktrisiken senken	34
Kapitel 3	
Wettbewerbsentwicklung im Regelenergiesystem	36
3.1 Die Rolle der Regelenergie im Energieversorgungssystem	36
3.2 Beschaffung von Regelenergie über mehrdimensionale Auktionen	37
3.2.1 Bei Anwendung des Gebotspreisverfahrens differenziertes Mischpreisverfahren vorteilhaft.....	42
3.2.2 Einheitspreisverfahren kann Ausschreibungen vereinfachen	47
3.2.3 Regelarbeitsmärkte zur Stärkung des Wettbewerbs einführen	52
3.2.4 Zwischenfazit: Reform der Regelenergiebeschaffung zügig umsetzen	56
3.3 Ausgleichsenergiepreissystem geeignet, Bilanzkreistreue sicherzustellen	59
3.4 Fazit: Stärkung von Wettbewerbskräften im Regelenergiesystem absehbar	64
Kapitel 4	
Wettbewerbsentwicklung bei den Ausschreibungen für erneuerbare Energien	68
4.1 Ausschreibungen zur Bestimmung der Förderhöhe für erneuerbare Energien	68
4.2 Ansätze zur Bestimmung der Konzentration in den Ausschreibungen	71
4.3 Ausschreibungen für Windenergie an Land.....	74
4.3.1 Zuletzt geringe Beteiligung an den Ausschreibungen schwächt Wettbewerb	74
4.3.2 Konzentration bisher gering, aber zunehmend	79
4.3.3 Zwischenfazit: Ausschreibungsvolumen und Potenzial für Zubau abstimmen	82
4.4 Ausschreibungen für Solaranlagen	85
4.4.1 Großes Interesse an den Ausschreibungen stärkt Wettbewerb	85
4.4.2 Mittlere, tendenziell zunehmende Konzentration	88
4.4.3 Zwischenfazit: zukünftige Konzentrationsentwicklung beobachten	91
4.5 Fazit: ausreichende Beteiligung bei Ausschreibungen sicherstellen	93

Kapitel 5

Wettbewerbliche Aspekte des Aufbaus von öffentlicher Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität	96
5.1 Wachsende Bedeutung der Ladeinfrastruktur.....	96
5.2 Rahmenbedingungen des Ladens von Elektrofahrzeugen in Deutschland	99
5.3 Abgrenzung der Märkte für Lademöglichkeiten für Elektrofahrzeuge	102
5.4 Wettbewerbsprobleme bei öffentlich zugänglichen Ladepunkten	106
5.5 Kartellrechtliche Aspekte der Vergabe des Rechts zur Aufstellung sowie zum Betrieb von Ladesäulen im öffentlichen Verkehrsraum	113
5.6 Regelung des Zugangs zur Ladeinfrastruktur für dritte Stromanbieter.....	117
5.7 Fazit: Wettbewerbliche Implikationen beim Aufbau von Infrastruktur in den Blickpunkt rücken.....	120

Kapitel 6

Zentrale Handlungsempfehlungen	122
A. Anhang	124

Vorwort

Das vorliegende Gutachten ist das 7. Sektorgutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Energiewirtschaftsgesetz.

Folgende Unternehmen, Verbände, wissenschaftliche Sachverständige und Institutionen haben zur Vorbereitung dieses Sektorgutachtens schriftlich Stellung genommen: Agora-Energiewende, Amprion GmbH, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Bundesverband der Deutschen Industrie e. V., Bundesverband eMobilität e.V. (BEM), Bundesverband Neue Energiewirtschaft e. V., Bund der Energieverbraucher, dena, EEX European Energy Exchange AG, European Federation of Energy Traders (EFET), EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Enertrag AG, EPEX SPOT SE, EWERK, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Gasunie, GEODE, Innogy SE, Lekker Energie GmbH, LichtBlick SE, MVV Energie AG, Next Kraftwerke GmbH, Open-Grid-Europe, RWE AG, Prof. Hans-Peter Schwintowski, STEAG, TenneT TSO GmbH, Thüga Aktiengesellschaft, Thyssengas GmbH, TransnetBW GmbH, Uniper SE, VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V., VKU Verband kommunaler Unternehmen e. V., WINGAS GmbH, 50Hertz Transmission GmbH.

An einer nicht-öffentlichen Diskussionsrunde am 16. Mai 2019 haben sich beteiligt:

- TenneT TSO GmbH
- Next Kraftwerke GmbH
- RWE AG
- E.ON SE
- MVV Energie AG
- Innogy SE
- Bundesverband eMobilität e.V. (BEM)
- Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)
- Verband kommunaler Unternehmen (VKU)

Der Vizepräsident der Bundesnetzagentur, Herr Peter Franke, sowie Mitarbeiter der Behörde haben mit der Monopolkommission am 10. April 2019 insbesondere Fragen zur Anreizregulierung, zum Stromnetzausbau und zu Kapazitätsmechanismen erörtert.

Weiterhin haben am 10. Juni 2019 der Vizepräsident des Bundeskartellamts, Herr Prof. Dr. Konrad Ost, sowie Mitarbeiter des Amtes mit der Monopolkommission Fragen zur Wettbewerbsentwicklung auf den Märkten für Elektrizität und Gas und zur Anwendung des Kartellrechts auf diesen Märkten diskutiert.

Darüber hinaus gab es vielfältige Kontakte und Gespräche zwischen den zuständigen Mitarbeitern der Monopolkommission und Mitarbeitern der Bundesnetzagentur, des Bundeskartellamtes sowie mit zahlreichen weiteren Wissenschaftlern, Unternehmen und Verbänden. Die Monopolkommission dankt an dieser Stelle allen Beteiligten* für ihre Mitwirkung.

Die Daten für die empirischen Erhebungen der Monopolkommission wurden durch die Bundesnetzagentur, die energate GmbH & Co. KG und den Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) erhoben und der Monopolkommission dankenswerterweise für eigene Berechnungen zur Verfügung gestellt.

* Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wird im vorliegenden Sondergutachten auf eine geschlechtsspezifische Differenzierung verzichtet. Sämtliche personenbezogenen Bezeichnungen sind als geschlechtsneutral zu verstehen.

Die Monopolkommission bedankt sich bei ihren wissenschaftlichen Mitarbeitern Herrn Dr. Marc Bataille und Frau Dr. Julia Rothbauer, die das Gutachten federführend betreut haben, sowie bei Frau Lorela Ceni, Herrn Dr. Thiemo Engelbracht und Frau Dr. Juliane Scholl für ihre Mitwirkung.

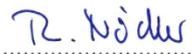
Bonn, den 18. September 2019



.....
Achim Wambach



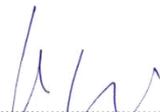
.....
Dagmar Kollmann



.....
Thomas Nöcker



.....
Angelika Westerwelle



.....
Jürgen Kühling

Kurzfassung

K1. Die Energiemärkte zeigen aus wettbewerblicher Perspektive ein sehr vielfältiges Bild – von einer erfreulichen wettbewerblichen Entwicklung in einigen Märkten bis hin zu zahlreichen Wettbewerbsproblemen ganz unterschiedlichen Gewichts in anderen Märkten. Die Monopolkommission hat für das vorliegende 7. Sektorgutachten aus den unterschiedlichen Themenfeldern der Energiemärkte solche ausgewählt, die aus aktueller und gesamtwirtschaftlicher Perspektive eine besondere Relevanz besitzen. In dem aktuell vorliegenden Sektorgutachten Energie wird neben einer Untersuchung der Stromgroßhandelsmärkte, der Regelenergiemärkte und der Ausschreibungsmärkte für erneuerbare Energien erstmals der Ladesäulenaufbau für elektrisch betriebene Fahrzeuge vertiefend gewürdigt.

K2. Die Stromhandelsmärkte werden durch den im Zuge der Energiewende angestrebten weiteren Rückgang der konventionellen Kapazitäten mittelfristig vor neuen Herausforderungen stehen, da marktbeherrschende Stellungen entstehen können mit entsprechenden Risiken ihrer missbräuchlichen Ausnutzung. Auf den Regelenergiemärkten stellt die Integration erneuerbarer Energien neue Anforderungen an das Marktdesign, das wirksamen Wettbewerb ermöglichen sollte. Erst recht gilt es auf den staatlich geförderten Beschaffungsmärkten für erneuerbare Energien eine positive Wettbewerbsentwicklung zu gewährleisten. Schließlich ist die Elektromobilität ein wesentlicher Treiber der für die Energiewende wichtigen Sektorenkopplung. So kann gerade sie eine Anknüpfung des Verkehrssektors an die Energiewirtschaft herstellen. Daher ist es umso wichtiger, in der Entstehung eines neuen Marktes über den Aufbau einer öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur von vornherein eine wettbewerblich offene Marktstruktur herzustellen. Kurzum: Wettbewerb mit neuer Energie ist an vielen Stellen der Energiewende notwendig.

Wettbewerb und Missbrauchsaufsicht im Stromgroßhandel

K3. Im Stromgroßhandel ist seit 2016 ein leichter Anstieg des durchschnittlichen Preisniveaus zu beobachten. Auch spricht eine Reihe aktueller Entwicklungen dafür, dass es in den kommenden Jahren zunehmend zu größerer Knappheit am Strommarkt kommen wird. Hierzu zählen etwa der Ausstieg aus der Kernenergie, die Herausnahme von Kraftwerken aus dem Markt für die Kapazitätsreserve, die Stilllegung von Braunkohlekraftwerken nach § 13g EnWG, die beabsichtigte zusätzliche Stilllegung von Kraftwerken im Rahmen des Kohleausstieges und die Zunahme der Nachfrage nach Strom bedingt durch das Wachstum der Elektromobilität. Zwar wird der Rückgang konventioneller Kapazitäten zum Teil durch den Zubau erneuerbarer Energien ausgeglichen, jedoch stehen diese Erzeugungskapazitäten zeitweise nur sehr eingeschränkt zur Verfügung. Es ist daher wahrscheinlich, dass es in Zukunft häufiger zu Situationen größerer Knappheit im Stromgroßhandel kommen wird, als dies heute der Fall ist.

K4. Die zu erwartenden Zeiträume mit hoher Knappheit stellen die Effizienz des bestehenden Strommarktkonzeptes auf die Probe. Der deutsche Strommarkt ist heute so konzipiert, dass ausschließlich die erzeugte Energie vergütet wird und kein paralleler Kapazitätsmarkt existiert. Investitionen in und Stilllegungen von Kapazität werden von den (erwarteten) Marktpreisen gesteuert. Aufgrund der hohen Bedeutung von Marktmacht im Stromgroßhandel hat insbesondere die Anwendung der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht zu einer Debatte über deren Anwendung geführt. Im Rahmen der Diskussion um Kapazitätsmechanismen hat sich daraus unter anderem der Auftrag an die Kartell- und Regulierungsbehörden ergeben, die Kriterien für die Bewertung missbräuchlichen Verhaltens im Strommarkt transparenter darzulegen. Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur haben deshalb den Entwurf eines Leitfadens erarbeitet, der Zielrichtung, Anwendung und Reichweite der kartellrechtlichen und energiegroßhandelsrechtlichen Missbrauchsaufsicht verdeutlichen soll.

K5. Der nun vorliegende Entwurf des Leitfadens orientiert sich in Bezug auf die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht im Wesentlichen an der Sektoruntersuchung Stromgroßhandel/Stromerzeugung des Bundeskartellamtes aus dem Jahr 2011. Das Bundeskartellamt hat im Entwurf des Leitfadens die Zielrichtung der kartellrechtlichen Missbrauchskontrolle deutlich präziser formuliert. Allerdings sollte sich der endgültige Leitfaden in Bezug auf Anwendungsfragen der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht im Stromsektor noch stärker an den Gefahren möglicher Marktmissbrauchsausübung orientieren. Dadurch ließen sich verbleibende Risiken des bestehenden Strommarktkonzeptes senken.

K6. Ein wesentlicher Punkt im Leitfaden zur Missbrauchsaufsicht betrifft die zeitliche Marktabgrenzung im Zusammenhang mit der Feststellung der kartellrechtlichen Marktbeherrschung. Die Monopolkommission empfiehlt, die zeitliche Marktabgrenzung an den kurzfristigen Produkten im Stromgroßhandel auszurichten, an denen die Kartellbehörde dann auch einen möglichen Missbrauch prüft. Dies würde es überhaupt erst ermöglichen, bestimmte Missbräuche bei strategisch herbeigeführten Preisüberhöhungen der Viertelstunden- bzw. Stundenprodukte kartellrechtlich zu ahnden. Hält das Bundeskartellamt hingegen an einer typischerweise auf das Jahr begrenzten zeitlichen Marktabgrenzung fest, so können Situationen entstehen, in denen Versorger mehrere hundert Stunden im Jahr durch Marktmacht die Preise anheben, ohne dabei dem kartellrechtlichen Missbrauchsverbot zu unterliegen. Zudem stünde ggf. erst zum Ende eines Kalenderjahres fest, ob ein Verhalten zu Jahresanfang als missbräuchlich zu bewerten ist. Zumindest letzteres Transparenzproblem ließe sich allerdings auch im Rahmen einer alternativen Jahresbetrachtung vermeiden, indem als relevanter Zeitraum nicht das Kalenderjahr, sondern der Zeitraum eines Jahres vor einem konkreten Missbrauchsvorwurf bestimmt wird (rollierende Betrachtung).

K7. Von hoher Bedeutung ist zudem die Aufnahme eines Konzepts zur Überprüfung als „technisch bedingt“ deklarerter Ausfälle in den Leitfaden. Ohne eine parallele kartellrechtliche Kontrolle der technischen Ausfälle wäre es naheliegend, dass ein Anbieter, der Kapazität zurückhält, die Zurückhaltung stets als technisch bedingten Ausfall ausweist. Um Missbrauch auf dem Erstabsatzmarkt wirksam zu verhindern, sollte das Bundeskartellamt bereits im Leitfaden ankündigen, im Fall einer Untersuchung der Kapazitätszurückhaltung auch die technischen Ausfälle zu überprüfen.

K8. Die effiziente Kapazitätssteuerung am Energiemarkt wird zudem dann beeinträchtigt, wenn eine missbräuchliche Kapazitätszurückhaltung mit der Unterdeckung der Vollkosten eines Anbieters sachlich gerechtfertigt werden kann. Hierdurch bestünde im konkreten Markt die Gefahr, dass fortan auch Überkapazitäten durch missbräuchliches Verhalten finanziert werden können. Bisher haben weder der Gerichtshof der Europäischen Union noch die deutschen Gerichte eine Vollkostenunterdeckung bei nachgewiesener Kapazitätszurückhaltung als sachliche Rechtfertigung anerkannt. Eine solche Anerkennung erscheint in der entsprechenden Konstellation auch weder rechtlich noch ökonomisch notwendig. Vollkostenunterdeckung sollte daher im Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur nicht als sachliche Rechtfertigungsmöglichkeit einer Kapazitätszurückhaltung angeführt werden.

Wettbewerbsentwicklung im Regenergiesystem

K9. Aktuelle Wettbewerbsprobleme bestehen auch auf dem spezifischen Markt für Regenergie. Regenergie wird benötigt, um Abweichungen der Netzfrequenz von ihrem Sollwert kurzfristig auszugleichen. Sie wird von den Übertragungsnetzbetreibern in Ausschreibungen beschafft. Dabei geben Anbieter typischerweise ein Leistungspreisgebot für die Reservierung ihrer Kapazitäten und ein Arbeitspreisgebot für den tatsächlichen Abruf von Regenergie ab. Auf dieser Grundlage wird entschieden, welche Anbieter einen Zuschlag für die Reservierung ihrer Kapazitäten erhalten. Nur von diesen Anbietern wird dann bei einer späteren Netzfrequenzabweichung Regenergie abgerufen. Bis Mitte des Jahres 2018 erhielten diejenigen Anbieter einen Zuschlag für die Reservierung von Kapazitäten, die die niedrigsten Leistungspreisgebote abgegeben hatten. Im Mai 2018 änderte die Bundesnetzagentur die Zuschlagsregel, nachdem wiederholt sehr hohe Arbeitspreisgebote beobachtet worden waren. Auf Grundlage der entsprechenden Beschlüsse der Bundesnetzagentur wurde bei der Zuschlagserteilung ab Oktober 2018 ein sogenanntes Mischpreisverfahren angewendet, bei dem neben dem Leistungspreisgebot auch das Arbeitspreisgebot einfließt. Das Oberlandesgericht Düsseldorf hob die Beschlüsse im Juli 2019 jedoch auf, sodass der Zuschlag wieder ausschließlich auf Grundlage des Leistungspreisgebots erfolgt.

K10. Dieser Zuschlagsmechanismus kann in Verbindung mit dem in Deutschland angewendeten Gebotspreisverfahren, bei dem die Vergütung auf Grundlage der abgegebenen Gebote erfolgt, zu Fehlanreizen führen. Auch das zwischenzeitlich eingeführte Mischpreisverfahren führte allerdings zu Fehlanreizen, da es die individuelle Abrufwahrscheinlichkeit der Arbeitspreisgebote nicht berücksichtigte. Die kurzfristige Umstellung auf ein Mischpreisverfahren stand zudem im Widerspruch zur europäischen Harmonisierung und Integration der Regenergiemärkte. Hier steht der Aufbau europäischer Plattformen zum Austausch von Regenergie im Zentrum. Auf den sogenann-

ten Regelarbeitsmärkten können Anbieter auch dann ein Arbeitspreisgebot abgeben, wenn sie kein Gebot für die Vorhaltung von Kapazitäten abgegeben oder dort keinen Zuschlag erhalten haben.

K11. Für die Beschaffung von Regelenergie in Deutschland haben die Übertragungsnetzbetreiber kürzlich ebenfalls einen Regelarbeitsmarkt vorgeschlagen. Dieser Vorschlag sollte zügig umgesetzt werden. Ein Regelarbeitsmarkt kann verhindern, dass Anbieter ein Leistungspreisgebot abgeben, das ihre Kosten nicht deckt, um einen Zuschlag zu erhalten und die fehlenden Erlöse über sehr hohe Arbeitspreise zu kompensieren, wie dies in Deutschland beobachtet wurde. Auf einem Regelarbeitsmarkt würde ein solches Verhalten Anreize für Anbieter, die keinen Zuschlag für die Vorhaltung von Reservekapazität erhalten haben, setzen, ein Arbeitspreisgebot abzugeben. So würde, ähnlich wie durch ein Mischpreisverfahren, Druck auf die Arbeitspreise ausgeübt. Zwar würde der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Regelarbeitsmarkt einen zusätzlichen Zwischenschritt bedeuten. Dieser ist im Gegensatz zur Anwendung des Mischpreisverfahrens allerdings geeignet, die Marktteilnehmer an die zukünftigen europäischen Rahmenbedingungen heranzuführen.

K12. Bis zu einer Einführung von Regelarbeitsmärkten, die vergleichsweise aufwendig ist, sollten Anpassungen im Ausschreibungssystem allenfalls in Bezug auf die Vergütung von Regelenergie vorgenommen werden. Mit vergleichsweise geringem Risiko wäre die Festlegung einer technischen Preisgrenze behaftet. Dann wären nur noch Gebote zugelassen, die einen bestimmten Betrag nicht überschreiten. Denkbar wäre eine Harmonisierung mit den Intraday-Großhandelsmärkten, auf denen die Preisgrenze bei 9.999 Euro/MWh liegt. Diese Maßnahme hatte die Bundesnetzagentur bereits als erste Maßnahme ergriffen, nachdem die sehr hohen Arbeitspreisgebote beobachtet worden waren. Die Möglichkeit der Festlegung von technischen Preisgrenzen ist im Übrigen auch für Regelarbeitsgebote auf den europäischen Plattformen vorgesehen. Infrage käme grundsätzlich auch die Umstellung auf ein Einheitspreisverfahren bei der Vergütung erfolgreicher Gebote. Beim Einheitspreisverfahren erhalten alle Anbieter eine Vergütung in Höhe des letzten gerade noch bezuschlagten Gebots. Das Einheitspreisverfahren ist geeignet, die Passgenauigkeit mit dem aktuell geltenden Zuschlagsmechanismus herzustellen, der ausschließlich den Leistungspreis berücksichtigt. Darüber hinaus wird die Umsetzung europäischer Vorgaben langfristig ohnehin die Umstellung auf ein Einheitspreisverfahren erfordern.

K13. Nicht notwendig erscheinen dagegen weitere Anpassungen des Ausgleichsenergiepreissystems. Damit es im Stromsystem zu möglichst wenigen Netzfrequenzabweichungen kommt, sind Netznutzer dazu verpflichtet, ihre Einspeisungen und Entnahmen auszugleichen. Die dennoch auftretenden Ungleichgewichte werden von den Übertragungsnetzbetreibern über den Einsatz von Regelenergie ausgeglichen und in Höhe des sogenannten Ausgleichsenergiepreises in Rechnung gestellt. Hier hatte die Bundesnetzagentur bereits im Jahr 2012 Maßnahmen ergriffen, um zu erreichen, dass es niemals günstiger ist, den Ausgleichsenergiepreis zu zahlen, als Ungleichgewichte über den Großhandelsmarkt auszugleichen. Die Bundesnetzagentur hat angekündigt, diese Maßnahmen weiter anzupassen. Durch die Entwicklungen bei der Beschaffung von Regelenergie könnte sich dies erübrigen, da das europäische Zielmodell geeignet ist, ohne weitere Maßnahmen, Anreize für einen Ausgleich über den Großhandelsmarkt zu setzen.

Wettbewerbsentwicklung bei den Ausschreibungen für erneuerbare Energien

K14. Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien können in Deutschland eine über den Marktpreis für Strom hinausgehende Förderung erhalten. Bis zum Jahr 2015 wurde die Höhe der Förderung weitestgehend gesetzlich vorgegeben. Ab Mai 2015 wurde schrittweise auf ein Ausschreibungssystem umgestellt. Nun wird die installierte Leistung, die eine Förderung erhält, gesetzlich vorgegeben und die Förderhöhe im Rahmen der Ausschreibungen bestimmt. An den Ausschreibungen müssen Anlagen ab einer bestimmten Größe teilnehmen, um eine Förderung zu erhalten. Der Gesetzgeber verfolgte bei der Umstellung des Fördersystems das Ziel, die Planbarkeit des Ausbaus und die Kosteneffizienz zu erhöhen. Um im Rahmen eines Ausschreibungssystems möglichst geringe Förderkosten zu erreichen, muss allerdings ausreichend Wettbewerb bestehen. Ebenso notwendig ist dieser, um einen planbaren Ausbau zu gewährleisten.

K15. Daher untersucht die Monopolkommission die Wettbewerbssituation bei den Ausschreibungen für Windenergie an Land und bei den Ausschreibungen für Solarenergie auf Grundlage einer Datenanalyse der bis Ende des

Jahres 2018 beendeten Ausschreibungen. Um zu einer Einschätzung in Bezug auf die Wettbewerbssituation zu gelangen, werden Konzentrationsraten ermittelt, die angeben, welcher Anteil der Gebots- bzw. Zuschlagsmenge auf eine bestimmte Anzahl der größten Bieter entfällt. Dabei werden Gebote von Bietern, die bei den Ausschreibungen über mehrere Beteiligungsunternehmen teilgenommen haben, zusammengefasst. Die hierfür notwendigen Informationen über die Anteilseigner der Bieter stammen aus einer Datenbank des privaten Datenanbieters Bureau van Dijk. Die Konzentrationsraten werden je Technologie für unterschiedliche Zeiträume ermittelt; zunächst aggregiert für alle bis Ende des Jahres 2018 beendeten Ausschreibungen, anschließend für alle Ausschreibungen eines Kalenderjahres und zusätzlich auch für jede einzelne Ausschreibungsrunde.

K16. Die Konzentration bei den Ausschreibungen für Windenergie an Land ist insgesamt als gering zu bezeichnen. So lag der Anteil des jeweils größten Bieters am Gebotsvolumen in den Jahren 2017 und 2018 jeweils unterhalb von 10 Prozent und auch der Anteil der fünf größten Bieter war in beiden Jahren nicht größer als 25 Prozent. Allerdings ist ein ansteigender Trend zu beobachten. Der Anteil der fünf größten Bieter am Gebotsvolumen stieg von 20 Prozent im Jahr 2017 auf 24,4 Prozent im Jahr 2018. Daher sollte die Konzentrationsentwicklung weiter beobachtet werden. Ein akuter Handlungsbedarf ergibt sich aus der Konzentrationsanalyse jedoch nicht. Auch scheinen Sonderregeln für kleinere Akteure, wie Privilegien für sogenannte Bürgerenergiegesellschaften, vor diesem Hintergrund nicht notwendig. Bei den Ausschreibungen für Solaranlagen ist insgesamt eine mittlere Konzentration zu beobachten, die ebenfalls einen ansteigenden Trend aufweist. Der Anteil der fünf größten Bieter am Gebotsvolumen ist von 25,3 Prozent im Jahr 2015 kontinuierlich bis auf 48,5 Prozent im Jahr 2018 angestiegen. Die Schwelle von 66,6 Prozent, ab der eine gemeinsame Marktbeherrschung gemäß GWB vermutet wird, wurde im betrachteten Zeitraum jedoch nicht erreicht, sodass auch hier kein akuter Handlungsbedarf besteht.

K17. Handlungsbedarf sieht die Monopolkommission allerdings in Bezug auf die Teilnahme an den Ausschreibungen für Windenergie an Land. Dort ist ein Rückgang des Gebotsvolumens bis hin zur Unterdeckung der Ausschreibungen zu beobachten. Grund für die mangelnde Teilnahme sind fehlende Flächen bzw. Genehmigungen zur Errichtung von Windenergieanlagen. Gleichzeitig wurde die Ausschreibungsmenge durch die sogenannten Sonderausschreibungen noch erhöht. In dieser Situation von regelmäßig unterdeckten Ausschreibungen können Bieter, unabhängig von der Höhe ihres Gebots, sicher sein, einen Zuschlag zu erhalten. Begrenzt wird die Gebotshöhe somit lediglich durch einen von der Bundesnetzagentur vorgegebenen Höchstwert, der nicht überschritten werden darf. So führt der fehlende Wettbewerb um die ausgeschriebene installierte Leistung das Ausschreibungssystem in Richtung der früheren gesetzlichen Festlegung der Förderhöhe. Die Ziele des Systemwechsels bei den Ausschreibungen können unter diesen Voraussetzungen nicht erreicht werden. Die Flächen- bzw. Genehmigungsverfügbarkeit stellt eine Markteintrittsbarriere dar, welche dringend abgebaut werden sollte. Solange die zur Erreichung der Ausbauziele benötigten Flächen bzw. Genehmigungen nicht zur Verfügung stehen, sollte die Ausschreibungsmenge an das begrenzte Flächen- bzw. Genehmigungspotenzial angepasst werden, um einen wirksamen Wettbewerb herzustellen.

Aufbau von öffentlicher Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität

K18. Der Aufbau von öffentlicher Ladeinfrastruktur in Deutschland für elektrisch betriebene Kraftfahrzeuge wird heute vielfach vor dem Hintergrund des Zieles gesehen, möglichst kurzfristig eine flächendeckende Versorgung zu erreichen. Allerdings besteht bei einer einseitigen Konzentration auf die Ausbauziele die Gefahr, dass regionale Monopolstellungen einzelner Betreiber von Ladesäulen entstehen. Solche regionalen Monopole sind im Bereich der Ladesäuleninfrastruktur problematisch, weil der Stromlieferant – anders als bei der Versorgung mit Haushaltsstrom – nicht vor einem Ladevorgang gewählt werden kann. Die Wahl des Lieferanten erfolgt vielmehr durch die Wahl einer Ladesäule. Stehen in einem konkreten Markt nur bzw. überwiegend Ladesäulen eines einzelnen Betreibers zur Verfügung, dann besteht für Ladekunden keine entsprechende Auswahlmöglichkeit. In diesem Fall sieht sich der Ladekunde einem marktmächtigen Anbieter mit potenziell überhöhten Preisen gegenüber. Auch weil hohe Preise die Durchdringung der Elektromobilität ebenso zu gefährden vermögen wie ein unzureichender Ausbau der Infrastruktur, ist zu empfehlen, dieses Problem zukünftig verstärkt in den Blick zu nehmen.

K19. Für die wettbewerbpolitische und kartellrechtliche Analyse ist es notwendig, zu klären, auf welche sachlich und räumlich relevanten Märkte sich die tatsächliche Auswahlentscheidung der Ladestromkunden richtet. Hierbei sind zunächst die Märkte für private Ladepunkte (z. B. zu Hause, am Arbeitsplatz) vom Angebot öffentlich zugänglicher Ladesäulen zu trennen, weil erstere für eine Vielzahl von Kunden (z. B. auf der Durchreise oder ohne private Lademöglichkeit) keine Alternative darstellen. Zudem sprechen mehrere Gründe dafür, Ladesäulen auf öffentlicher Fläche (z.B. am Straßenrand) und öffentlich zugängliche Ladesäulen auf privater Fläche (z. B. auf privaten Parkplätzen, vor Supermärkten) voneinander abzugrenzen, da diese Angebote in der Praxis auf unterschiedliche Nutzerbedürfnisse zielen. Eine weitergehende Unterscheidung, z. B. nach Ladeleistung zwischen Normal- und Schnellladesäulen, ist ebenfalls plausibel, lässt sich jedoch derzeit nicht hinreichend klar bestimmen. Räumlich erscheinen die relevanten Märkte eher klein, weil sich Kunden während des Ladens typischerweise gezielt an bestimmten Orten aufhalten wollen (z. B. Laden in der Nähe der eigenen Stadtwohnung). Als weitestmögliche räumliche Abgrenzung des Marktes käme in Analogie zur Betankung von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor die Ebene der Landkreise in Betracht; tatsächlich können die Märkte für das Laden eines Elektrofahrzeugs jedoch auch deutlich kleiner ausfallen.

K20. Die Monopolkommission hat auf Basis der Daten des von der Bundesnetzagentur geführten Ladesäulenregisters (Stand: Mai 2019) die Konzentration beim Angebot öffentlich zugänglicher Ladesäulen untersucht. Unter verschiedenen berechneten Szenarien für unterschiedliche sachliche Marktabgrenzungen liegt der berechnete Bundesdurchschnitt für den Marktanteil des größten Betreibers stets deutlich oberhalb von 50 Prozent. Dies gilt unabhängig davon, ob die Marktanteile nochmals einwohnergewichtet werden, um die Situation innerhalb von Ballungsräumen mit vielen Ladepunkten gezielter abzubilden. Die Auswertung der Daten nach dem beschriebenen Konzept belegt somit eine relativ hohe Konzentration der Ladesäulen einzelner Anbieter in den unterschiedlichen Landkreisen. Insgesamt liegt der Anteil der Landkreise, in denen ein Anbieter mit seinem Marktanteil die Marktbeherrschungsvermutung des § 18 Abs. 4 GWB überschreitet, bei durchweg über 70 Prozent, bei Schnellladepunkten über 90 Prozent.

K21. Die hohe Konzentration ist auch darauf zurückzuführen, dass beim Aufbau der Ladeinfrastruktur von den zuständigen Bundes- sowie Landesbehörden und Kommunen bisher nur vereinzelt wettbewerbliche Kriterien angelegt werden. Insbesondere die Kommunen, die den Aufbau der Ladesäuleninfrastruktur auf öffentlicher Fläche kontrollieren und zudem durch eigene Ausschreibungen vorantreiben, schließen dazu heute vielfach Verträge mit einzelnen Anbietern von Ladeinfrastruktur. Hierbei sollte stärker das Ziel ins Blickfeld rücken, regionale Monopolstellungen zu verhindern. Den Kommunen ist zu empfehlen, möglichst mehrere unterschiedliche Anbieter für den Aufbau einer Versorgung mit Lademöglichkeiten zu gewinnen und Agglomerationen von Ladesäulen eines Anbieters zu vermeiden. Zudem sollten auch die Kartellbehörden tätig werden, wenn Kommunen im Rahmen eines nicht rein hoheitlich begründeten Handelns den Aufbau marktbeherrschender Stellungen eines einzelnen Ladestromanbieters begünstigen.

K22. Die Ladeinfrastruktur für den Durchleitungswettbewerb zu öffnen und damit eine ähnliche individuelle Wechselmöglichkeit wie bei Haushaltsstrom zu etablieren, stellt eine alternative Möglichkeit dar, um mehr Wettbewerb bei der Abgabe von Ladestrom zu schaffen. Allerdings ist ein solcher Durchleitungswettbewerb auch mit hohem Regulierungsaufwand sowie mit Regulierungs- und Effizienzproblemen verbunden und deshalb nicht prioritär zu empfehlen. Falls jedoch die zuvor genannten Maßnahmen nicht dazu führen, dass es mittelfristig zu einer wettbewerblichen Marktstruktur beim Angebot auf den Märkten für Ladestrom kommt, sollte ein entsprechendes Regulierungskonzept eingeführt werden.

Kapitel 1

Energiepolitische Einordnung des 7. Sektorgutachtens

1.1 Gesetzlicher Auftrag und Schwerpunkte

1. Im Jahr 2005 hat der Gesetzgeber im Rahmen der damaligen Reform des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) der Monopolkommission den Auftrag erteilt, alle zwei Jahre ein Gutachten zu den Wettbewerbsverhältnissen im Energiesektor zu erstellen. Die Vorschrift beauftragt die Monopolkommission damit, den Stand und die absehbare Entwicklung des Wettbewerbs im Energiesektor und die Frage zu beurteilen, ob funktionsfähiger Wettbewerb auf den Märkten der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas in der Bundesrepublik Deutschland besteht. Zudem soll in dem Gutachten die Anwendung der Vorschriften dieses Gesetzes über die Regulierung und Wettbewerbsaufsicht gewürdigt und zu sonstigen aktuellen wettbewerbspolitischen Fragen der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas Stellung genommen werden. Mit dem vorliegenden Gutachten kommt die Monopolkommission diesem Auftrag zum siebten Mal nach. Dieser kontinuierlichen Perspektive auf die Markt- und Wettbewerbsentwicklung im Energiesektor wird von nun an auch bei der Bezeichnung der Gutachten Rechnung getragen, sodass es sich vorliegend um das 7. Sektorgutachten Energie handelt.

2. Aufgrund der erheblichen Breite des Begutachtungsauftrags im Energiesektor, der neben allen wesentlichen wettbewerblichen Problemfeldern sowohl im Bereich Strom als auch im Bereich Gas ferner die Anwendung der Wettbewerbs- und Regulierungsvorschriften einschließt, kann die Monopolkommission nicht das Ziel verfolgen, in jedem einzelnen Gutachten jedes Themenfeld durch eine inhaltliche Analyse zu berücksichtigen. Es entspricht vielmehr Sinn und Zweck des gesetzlichen Auftrages, aus allen beobachteten Themen diejenigen in den Gutachten nach § 62 EnWG zu behandeln, die aus aktueller und gesamtwirtschaftlicher Perspektive eine besondere Relevanz besitzen. Auf diese Weise ergeben sich in den Sektorgutachten sowohl wiederkehrende als auch wechselnde Themenbereiche in Bezug auf die Strom- oder Gasversorgung, auf die die Monopolkommission ihre Analyse fokussiert. In dem aktuell vorliegenden Sektorgutachten Energie wird neben einer Untersuchung der Stromgroßhandelsmärkte (Kapitel 2), der Regelenergiemärkte (Kapitel 3) und der Ausschreibungsmärkte für erneuerbare Energien (Kapitel 4) erstmals der Ladesäulenaufbau für elektrisch betriebene Fahrzeuge (Kapitel 5) vertiefend gewürdigt.

1.2 Verortung in das energiepolitische Gesamtbild

3. Die im vorliegenden Gutachten behandelten Themen erweitern das bisher durch die Monopolkommission in ihren Sektorgutachten gezeichnete wettbewerbspolitische Bild des Energiesektors. Dieses lässt sich anhand der Wertschöpfungskette darstellen. Zu Beginn findet sich hier die Erzeugung von elektrischer Energie bzw. die Förderung bzw. der Import von Erdgas. Wettbewerbspolitische Themenfelder im Zusammenhang mit den hier relevanten Märkten hat die Monopolkommission seit ihrem ersten Sektorgutachten im Energiebereich regelmäßig untersucht. Hierzu gehört im Bereich der Erdgasmärkte vor allem der Import von Erdgas als Flüssiggas und als Pipeline-gas von den Erzeugerländern. Mit dem Erdgasbezug und der hier bestehenden Abhängigkeitsproblematik hat sich die Monopolkommission zuletzt im 5. Sektorgutachten (2015) beschäftigt und dabei eine zunehmende Diversifikationstendenz festgestellt. Sie hat vor diesem Hintergrund bereits Analysen zur Gas-Ölpreisbindung, den langfristigen Gaslieferverträgen (beide 3. Sektorgutachten [2011]) und zur Konzentration bei Gasspeichern (2. Sektorgutachten [2009]) vorgelegt.

4. Wettbewerbspolitisch komplexe Fragestellungen bestehen bis heute in Bezug auf das Marktdesign und die kartell- und energierechtliche Überwachung des Stromgroßhandels. In den ersten Sektorgutachten (2007 und folgend) beschäftigte die Monopolkommission insbesondere das damals vorherrschende hohe Preisniveau. Sinnbildlich für die damalige Situation steht die Preisspitze am 7. November 2006 mit einem stundenbasierten Day-ahead-Preis von 2436,63 Euro pro MWh. Der höchste Großhandelspreis im letzten Jahr, 2018, lag bei vergleichsweise niedrigen 129,56 Euro MWh. Die im 1. Sektorgutachten (2007) von der Monopolkommission vorgeschlagene Marktüberwachungsstelle ist zwischenzeitlich in Form der europäischen Energieagentur (ACER) und der deutschen

Markttransparenzstelle für Strom und Gas umgesetzt worden. Zugleich sind zwischenzeitlich die Preise gesunken, während die Sorgen um die marktliche Steuerung der Kapazitäten im Strommarkt dennoch gewachsen sind. Die Auswirkungen eines Marktversagens zeigen sich sowohl in Form von hohen als auch von niedrigen Preisen. Während suprakompetitiv hohe Marktpreise dauerhaft die Finanzierung von Überkapazitäten implizieren, haben zu niedrige Marktpreise Risiken für die Versorgungssicherheit zur Folge. Diskutiert wurde daher im 4. und 5. Sektorgutachten (2013 bzw. 2015) auch eine Auslagerung der Kapazitätssteuerung in einen zweiten Markt, den Kapazitätsmarkt, oder alternativ die Schaffung einer strategischen Reserve. Während die Bundesregierung sich daraufhin für die Einführung einer strategischen Reserve (der sog. Kapazitätsreserve) entschieden hat, hat die Monopolkommission in ihrem 5. Sektorgutachten (2015) zugleich auf verbleibende Risiken im nachgeschärften Strommarktdesign (als „Strommarkt 2.0“ bezeichnet) hingewiesen. Die wettbewerbspolitische Bedeutung des allgemeinen Stromgroßhandels ist unverändert groß, weshalb die Monopolkommission die aktuelle Situation in Kapitel 2 dieses Gutachtens erneut ausführlich würdigt.

5. Eine gesonderte Stellung innerhalb des Marktes für erstabgesetzten Strom und für Gas besitzen Formen der Nachfrage, bei denen Energie für von den Netzbetreibern gesteuerte Systemdienstleistungen vorgehalten wird. Mit der Netzreserve ist bereits vor einigen Jahren eine Systemdienstleistung hinzugekommen, die die Netzstabilität in einzelnen Regionen sicherstellen soll. Die Monopolkommission hatte sich mit der Netzreserve in ihrem 4. Sektorgutachten (2013) beschäftigt. Eine traditionelle Systemdienstleistung des wettbewerblichen Energiemarktes betrifft hingegen die Bereitstellung von Regelenergie. Sie wird benötigt, wenn Lieferanten und Abnehmer es nicht schaffen, zugeführte und entnommene Energie zum Ausgleich zu bringen und es deshalb zu Ungleichgewichten im Stromsystem kommt. Die Regelenergiemärkte haben sich in den letzten Jahren erheblich verändert, sodass heute deutlich mehr Anbieter für die Systemdienstleistung infrage kommen. Dennoch hat der Markt jüngst Effizienzprobleme offenbart, auf die mit kurzfristigen Änderungen des Marktdesigns reagiert wurde. Zugleich steht der Markt aufgrund europäischer Vorgaben vor weiteren institutionellen Veränderungen. Die Monopolkommission hat dies zum Anlass genommen, die Regelenergieversorgung in Kapitel 3 dieses Gutachtens vertiefend zu würdigen.

6. Ein Thema, welches die Monopolkommission vor allem vor dem Hintergrund der Energiewende besonders beschäftigt hat, ist die dem Stromgroßhandel vorgeschaltete Förderung erneuerbarer Energien. Im 4. Sektorgutachten (2013) hat sie dazu auf die Schwierigkeiten hingewiesen, die Fördermechanismen effizient auszugestalten, wenn die Ziele der Förderung nicht klar definiert werden. Sie hatte damals aufgezeigt, dass durch die Ausgestaltung und Ausweitung des europäischen Zertifikatehandels (EU-ETS) dem Ziel der Dekarbonisierung am besten nachgekommen werden kann. Sollte allerdings das eigenständige Ziel darin liegen, den Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung auf die im EEG genannten Anteile zu heben, so ist dazu ein Wechsel auf ein technologieneutrales Mengenmodell zu empfehlen. Konkret hatte die Monopolkommission die Einführung von Vertragswettbewerb durch Grünstromzertifikate (Quotenmodell) empfohlen. Die damals neu konstituierte Bundesregierung hatte derweil beschlossen, ein Mengenmodell auf Basis technologiespezifischer Ausschreibungen einzuführen. Mit diesem Konzept hat sich die Monopolkommission in ihrem 5. und 6. Sektorgutachten (2015 bzw. 2017) auseinandergesetzt. In diesem Gutachten untersucht sie nun in Kapitel 4 erstmals die Wettbewerbsintensität bei den Ausschreibungen auf Basis empirischer Daten.

7. Sowohl für den wettbewerblichen Gas- als auch für den Stromhandel besitzt zudem die Abgrenzung von Handelszonen, der Handel zwischen den Zonen sowie die Angleichung der Regulierung in Europa bzw. die Schaffung eines Energiebinnenmarktes eine erhebliche Bedeutung. Im Gasgroßhandel war zum Zeitpunkt der ersten Sektorgutachten der Markt noch innerdeutsch in eine Vielzahl unterschiedlicher Marktgebiete gesplittet. Innerhalb der Marktgebiete sind Handel und Wettbewerb praktisch nur wenig durch die verfügbaren Kapazitäten beschränkt. Im 1. und 2. Sektorgutachten (2007 bzw. 2009) hat die Monopolkommission diese Zersplitterung von Liquidität und den dadurch eingeschränkten Wettbewerb kritisiert und die von der Bundesnetzagentur begleitete zunehmende Zusammenlegung der Marktgebiete befürwortet. Zwischenzeitlich bestehen in Deutschland nur noch zwei Marktgebiete, das der NetConnectGermany und der Gaspool. Im 6. Sektorgutachten (2017) hatte die Monopolkommission empfohlen, aus Effizienzgesichtspunkten nun zunächst eine Zusammenlegung auch mit den Marktgebieten in den Nachbarstaaten (insbesondere dem holländischen TTF) zu prüfen. Allerdings hat die Bundesregierung zwi-

schenzeitlich in der Gasnetzzugangsverordnung die Schaffung eines gemeinsamen Marktgebietes bis 2022 gesetzlich vorgesehen, deren Umsetzung derzeit im Gange ist.

8. Im Stromsektor besteht bereits seit der Energiemarktliberalisierung eine mindestens deutschlandweite Handelszone, die zwischenzeitlich – bis September 2018 – auch Österreich umfasste. Zwischen den Gebotszonen werden die Übergangskapazitäten bereits seit vielen Jahren durch explizite, aber auch implizite Auktionsverfahren bewirtschaftet. Die Monopolkommission hatte die einzusetzenden Auktionsverfahren vor deren Einführung in ihrem 2. Sektorgutachten (2009) untersucht und Empfehlungen ausgesprochen. In ihrem 4., 5. und 6. Sektorgutachten (2013, 2015 und 2017) hat sie zudem regelmäßig die Preisdifferenzen zwischen Deutschland und seinen Nachbarstaaten empirisch geprüft. Ersichtlich war, dass die Einführung des sogenannten Market Couplings als impliziten Auktionsmechanismus zu erheblichen Angleichungen der Preise geführt hat, sich zugleich aber stets auch Unterschiede in Phasen starker Knappheit zeigen. Dies hat insbesondere für die kartellrechtliche Marktabgrenzung zur Folge, dass von getrennten Märkten auszugehen ist.

9. Eng verbunden mit der Handelsebene im Energiesektor ist die Frage der Versorgungsnetze. Innerhalb einer Handelszone müssen die Energienetze in der Lage sein, eingespeiste und ausgespeiste Energie örtlich hinreichend zu transportieren. Da es sich bei den Netzen in der Regel um natürliche Monopole handelt, unterliegen die Netzbetreiber zudem einer Regulierung. Besondere Aufmerksamkeit lag lange Zeit auf der Entgeltregulierung, die Ende der 2000er Jahre in Begleitung der ersten beiden Sektorgutachten der Monopolkommission (2007 und 2009) von einer Kosten- in eine Anreizregulierung überführt wurde. Vor allem durch den erheblichen Netzausbaubedarf im Rahmen der Energiewende ist die Anreizregulierung allerdings unter Veränderungsdruck geraten. Die Mitte der 2010er Jahre durchgeführte Evaluierung der Anreizregulierung hat die Monopolkommission in ihrem 4., 5. und 6. Sektorgutachten (2013, 2015 und 2017) gewürdigt. Zugleich haben die erfolgten Anpassungen dazu geführt, dass die nun entstandene Anreizregulierung sich in wesentlichen Teilen wieder als Kostenregulierung darstellt.

10. Gleichzeitig stellt der durch die Energiewende hervorgerufene Netzausbaubedarf auch die Netzentgeltsystematik in Frage. Die Kosten für die Stromnetze werden in Deutschland ausschließlich von den Stromverbrauchern getragen. Erzeugerseitige Einspeiseentgelte wurden jedoch bereit mit Schaffung der Stromnetzentgeltverordnung im Jahr 2005 ausgeschlossen. Damals waren Erzeugung und Verbrauch räumlich gleichmäßig verteilt; eine Steuerung der Standortentscheidungen von Erzeugungskapazitäten mit Hilfe von erzeugerseitigen Netzentgelten war daher nicht notwendig. Mit voranschreitendem Ausbau erneuerbarer Energien ist die Ansiedelung von Windenergieanlagen jedoch vorwiegend im Norden zu beobachten, während sich die Lastzentren eher im Süden befinden. Vor diesem Hintergrund hat sich die Monopolkommission in ihrem 4. und 5. Sektorgutachten (2013 und 2015) mit einspeiseseitigen Netzentgelten erneut beschäftigt. Im 6. Sektorgutachten (2017) hat sie an einer Modellrechnung gezeigt, dass es zu Effizienzvorteilen käme, würden die Standortentscheidung für die Errichtung Erneuerbarer-Energien-Anlagen mit Hilfe eines erzeugerseitigen regionalspezifischen Netzentgelts beeinflusst (EE-Regionalkomponente) und der Netzausbau diesen Standortentscheidungen angepasst. Dies hätte neben einem geringeren Netzausbau auch eine gleichmäßigere Verteilung der erneuerbaren Energien zur Folge und würde somit Akzeptanzproblemen entgegenwirken.

11. Eine Besonderheit in Bezug auf den allgemeinen Regulierungsbedarf der Netzebene betrifft die Ausschreibungen der Netzkonzessionen für Verteilernetze nach § 46 EnWG. Während sich Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur für ein wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren um die regionalen Netzkonzessionen eingesetzt haben, hat die Monopolkommission zudem grundsätzlich auf die mangelnde Effizienz des dahinter stehenden Wettbewerbskonzeptes hingewiesen. Sie hat im 4., 5. und 6. Sondergutachten (2013, 2015 und 2017) jeweils die Entwicklung begleitet und argumentiert, dass der mit einem Ausschreibungssystem verbundene erhebliche Aufwand nicht zu rechtfertigen sei, wenn sowohl der Zugangspreis als auch die Qualität der Netzbereitstellung durch die Regulierung bereits vorgegeben werden. Es gelte daher, entweder einen effizienzsteigernden Wettbewerbsparameter in die Verfahren einzubauen – zu empfehlen ist der Wettbewerb um einen Abschlag auf das Netzentgelt – oder auf das Ausschreibungsverfahren nach § 46 EnWG de lege ferenda grundsätzlich zu verzichten. Die Monopolkommission betrachtet den empfohlenen Abschlag als bereits mit der bestehenden Rechtslage vereinbar. Ein erneuter Austausch mit der eine konträre Position vertretenden Bundesnetzagentur zu Beginn dieses Jahres hat die

Perspektive der Monopolkommission in dieser Frage nicht verändern können. Sie hält ihre Empfehlungen aus dem 6. Sektorgutachten (2017) daher unverändert aufrecht.

12. Als grundsätzlich erfreulich ist die Entwicklung des Wettbewerbs im Endkundenvertrieb mit Strom und Gas anzusehen. Den meisten Haushalten in Deutschland ist heute der Wechsel zu einer Vielzahl konkurrierender Versorger mit überschaubarem Aufwand möglich. Mitte der 2000er Jahre bestanden hier demgegenüber noch erhebliche Hürden, die zur Einleitung kartellrechtlicher Preismissbrauchsverfahren geführt haben. Im 1. bis 3. Sektorgutachten (2007, 2009 und 2011) hat sich die Monopolkommission intensiv mit diesen Verfahren auseinandergesetzt. Eine besondere Rolle im Endkundenvertrieb von Strom und Gas besitzt weiterhin das Grundversorgersystem und die als Grundversorger tätigen Unternehmen. Oftmals handelt es sich hier um kommunale Stadtwerke. Im 3. Sektorgutachten (2011) hatte die Monopolkommission ein erhöhtes Preisniveau der kommunalen Versorger festgestellt und sich zudem intensiv mit der kartellrechtlichen Marktabgrenzung auseinandergesetzt. Die Frage, ob die Marktabgrenzung netzbezogen und gemeinsam oder getrennt zwischen Grundversorger- und Sondervertragskunden vorzunehmen ist, ist nun erneut im Rahmen der Prüfung des Zusammenschlussvorhabens zwischen der E.ON und der RWE AG ins Blickfeld geraten. Sollte es hier zu neuen Entwicklungen kommen, wird die Monopolkommission diese in folgenden Gutachten prüfen.

13. Schließlich zeigen sich im Bereich der neu entstehenden Märkte für die Elektromobilität derzeit neue Herausforderungen für die Wettbewerbspolitik. Insbesondere der Markt für das Aufladen der Elektrofahrzeuge an öffentlichen Ladesäulen ist mit den bestehenden Strukturen im Energiesektor nicht vergleichbar und erfordert eine eigenständige Betrachtung. Die besondere Stellung dieses Marktes zeigt sich daran, dass es sich hierbei um Endkundenmärkte für Strom handelt, bei denen der Kunde – anders als bei Haushaltsstrom – jedoch keinen dauerhaften Vertrag mit einem Lieferanten schließt. Vielmehr ist er von dem an einer Ladesäule angebotenen Lieferanten und dessen Preisen abhängig. Zum anderen ist die öffentliche Ladesäuleninfrastruktur regulierungstechnisch kein Teil der Energienetze und unterliegt daher nicht der Zugangsregulierung. In Kapitel 5 dieses Sektorgutachtens hat die Monopolkommission die konzeptionellen wettbewerbspolitischen Fragen beim Aufbau der Ladesäuleninfrastruktur erstmals ausführlich gewürdigt und zugleich eine empirische Analyse über den Stand der Konzentration vorgelegt.

Kapitel 2

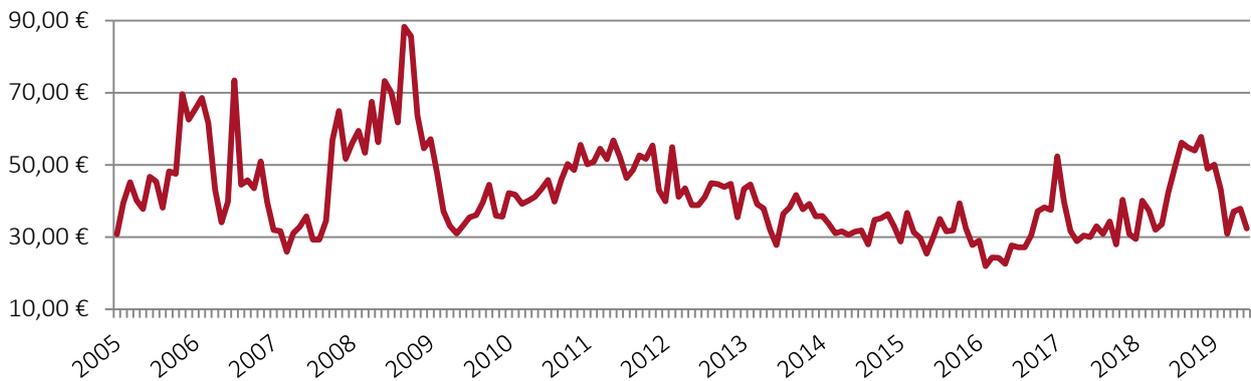
Entwicklungen bei Wettbewerb und Missbrauchsaufsicht im Stromgroßhandel

14. Der Stromgroßhandel umfasst gewöhnlich alle nicht unmittelbar die Netzinfrastruktur betreffenden Marktstufen beim Vertrieb von Strom an Wiederverkäufer und Großverbraucher. Der wettbewerbliche Stromgroßhandel in Deutschland wurde durch die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 1998 geschaffen und beinhaltet verschiedene kartellrechtlich relevante Märkte. Die eingeschlossenen Vertriebsstufen reichen von der Erzeugung bis zum Endkundenvertrieb. Eine Besonderheit der kartellrechtlichen Betrachtung des Stromgroßhandels stellt die angebotsorientierte Abgrenzung der ersten Marktstufe dar. Zwar wird Strom heute in der Regel mehrmals und in zahlreichen Formen als Terminkontrakt gehandelt. So ist es für einen Nachfrager tatsächlich unerheblich, von wem er einen solchen Kontrakt erwirbt, da der Strom unabhängig vom Anbieter qualitativ identisch ist. Dennoch wird im Kartellrecht vor allem dem erstmaligen Absatz von Strom durch Betreiber von Anlagen zur Stromerzeugung hohe Aufmerksamkeit geschenkt. Ursächlich dafür ist, dass in der Kontrolle der Erzeugungsanlagen strukturell bedingte Möglichkeiten bestehen, um den Marktpreis zu beeinflussen.

15. Der sich daraus ergebende Markt für den erstmaligen Absatz von Strom kann daher auch als Ausgangsmarkt der Wertschöpfungskette für die Stromversorgung in Deutschland betrachtet werden. Die Höhe der Preise als auch die Zuverlässigkeit der Versorgung wirken sich auf sämtlichen nachgelagerten Marktstufen aus. Dem Erstabatzmarkt werden allerdings nur solche Erzeuger zugerechnet, die ihren Strom nach marktlichen Kriterien anbieten. Im Fall der Erneuerbaren-Energien-Anlagen sind dem Stromgroßhandel heute überwiegend Ausschreibungsmärkte vorgeschaltet, die die Anlagenvergütung regeln und die in Kapitel 4 näher untersucht werden. Außerdem werden von einem allgemeinen Erstabatzmarkt besondere Teilmärkte nach den Modalitäten der Nachfrageseite abgegrenzt. Zu diesen gehört insbesondere der Markt für Regelenergie, auf dem Kraftwerke für eine bestimmte Systemdienstleistung in Ausschreibungen kontrahiert werden (vgl. Kapitel 3). Die Monopolkommission beschäftigt sich in ihren Sektorgutachten regelmäßig intensiv mit den Wettbewerbsbedingungen beim erstmaligen Absatz von Strom, den Entwicklungen im Stromgroßhandel und den wettbewerblichen Risiken, die hier bestehen.

2.1 Jüngere Entwicklungen im Stromgroßhandel

16. Im Stromgroßhandel stellt der Marktpreis einen Indikator für die Knappheit des Gutes Erzeugungskapazität zu bestimmten Zeitpunkten dar. Stromprodukte werden insbesondere nach dem Belieferungszeitraum und der Fristigkeit unterschieden. Einen Tag vor dem Lieferzeitpunkt beginnt der sog. Spothandel, dem im kurzfristigen Termingeschäft für Strom auch deshalb besondere Aufmerksamkeit zufällt, da zum Handelsschluss der sog. Day-ahead-Preis ausgewiesen wird. Dieser Preis ist ein wichtiger Indikator für den Wert kurzfristiger Stromlieferungen. Im längerfristigen Vergleich der Day-ahead-Preise war der Stromgroßhandel in den 2010er Jahren durch ein - im Vergleich zu den 2000er Jahren - eher niedriges Niveau gekennzeichnet, das zuletzt aber einen leichten Anstieg zeigte (Vgl. Abbildung 2.1).

Abbildung 2.1: Verlauf der monatsdurchschnittlichen Day-ahead-Preise (€/MWh) von 2005 bis 2019

Anmerkung: Ausgewiesen sind die ungewichteten Monatsdurchschnittspreise der Stundenprodukte.

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Daten der EPEX, Spot.

17. Das im Zeitraum zwischen 2011 und 2016 zudem tendenziell sinkende Preisniveau wird gewöhnlich darauf zurückgeführt, dass die Menge eingespeister EEG-geförderter erneuerbarer Energien sich in diesem Zeitraum erheblich erhöht hat.¹ Durch diesen starken Anstieg sind bei konventionellen Kraftwerken Überkapazitäten entstanden. Ursächlich für die Auswirkung der erneuerbaren Energien auf den Marktpreis ist der sog. Einspeisevorrang bzw. die überwiegend sehr geringen Grenzkosten der Erzeugung bei entsprechenden Anlagen. Dies bewirkt, dass konventionelle Kraftwerke lediglich die Nachfrage befriedigen, die übrig bleibt, wenn EEG-geförderte Anlagen bereits eingespeist haben. Entsprechend sinkt die auf konventionelle Kraftwerke entfallende Residualnachfrage durch den Zubau erneuerbarer Energien. Da konventionelle Kraftwerke einerseits in der Reihenfolge der zur Versorgungssicherung abzurufenden Kraftwerke (Merit-Order) nach hinten rücken, andererseits aber diese Kraftwerke den Marktpreis bestimmen, wird auch von dem sogenannten „Merit-Order-Effekt“ gesprochen. Der Effekt beschreibt, dass durch die sinkende Nachfrage nach konventioneller Erzeugungskapazität nun häufiger solche Kraftwerke zum Zug kommen, die geringe Grenzkosten aufweisen. Da die Grenzkosten des teuersten Kraftwerks auf einem idealen Strommarkt den Preis bestimmen, verursachte dies einen preisdämpfenden Effekt. Es kommt zu einem sinkenden Preisniveau, weniger Preisspitzen zu Spitzenlastzeiten und aufgrund der Inflexibilität mancher konventioneller Kraftwerkstypen auch zu Negativpreisen (siehe Tabelle 2.1). Allerdings hatte die Monopolkommission bereits in ihrem 4. Sektorgutachten Energie (2013) die Erwartung geäußert, dass sich langfristig die durch den sprunghaften Anstieg der erneuerbaren Energien entstehenden Überkapazitäten an konventionellen Kraftwerken im Markt abbauen und durch die Neuordnung des Kraftwerksparks das Preisniveau auf diese Weise aufgrund marktconformer Effekte wieder ansteigen könnte.²

¹ Erkennbar wird der sprunghafte Anstieg der Einspeisung erneuerbarer Energien am Anstieg der EEG-Umlage. Betrug diese im Jahr 2009 noch 1,3 Cent/kWh, so stieg sie bis 2014 auf 6,24 Cent/kWh an. Zum Vergleich: 2019 beträgt die Umlage 6,41 Cent.

² Vgl. Monopolkommission, 4. Sektorgutachten Energie (Sondergutachten 65), Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, Baden-Baden 2013, Tz. 217 ff., insbes. Tz. 220.

Tabelle 2.1: Marktdaten von 2005 bis 2018

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Stunden Preis<0	0	0	0	15	71	12	15	56	64	64	126	97	148	119
Stunden Preis>=100	241	266	309	892	45	7	11	61	17	0	0	1	61	13
€/MWh Max	500	2437	822	494	182	131	117	210	130	88	100	105	164	130
€/MWh Durchschnitt	30,81	65,54	31,92	56	57,12	42,21	50,13	39,89	43,31	35,87	28,72	29,04	52,37	29,46

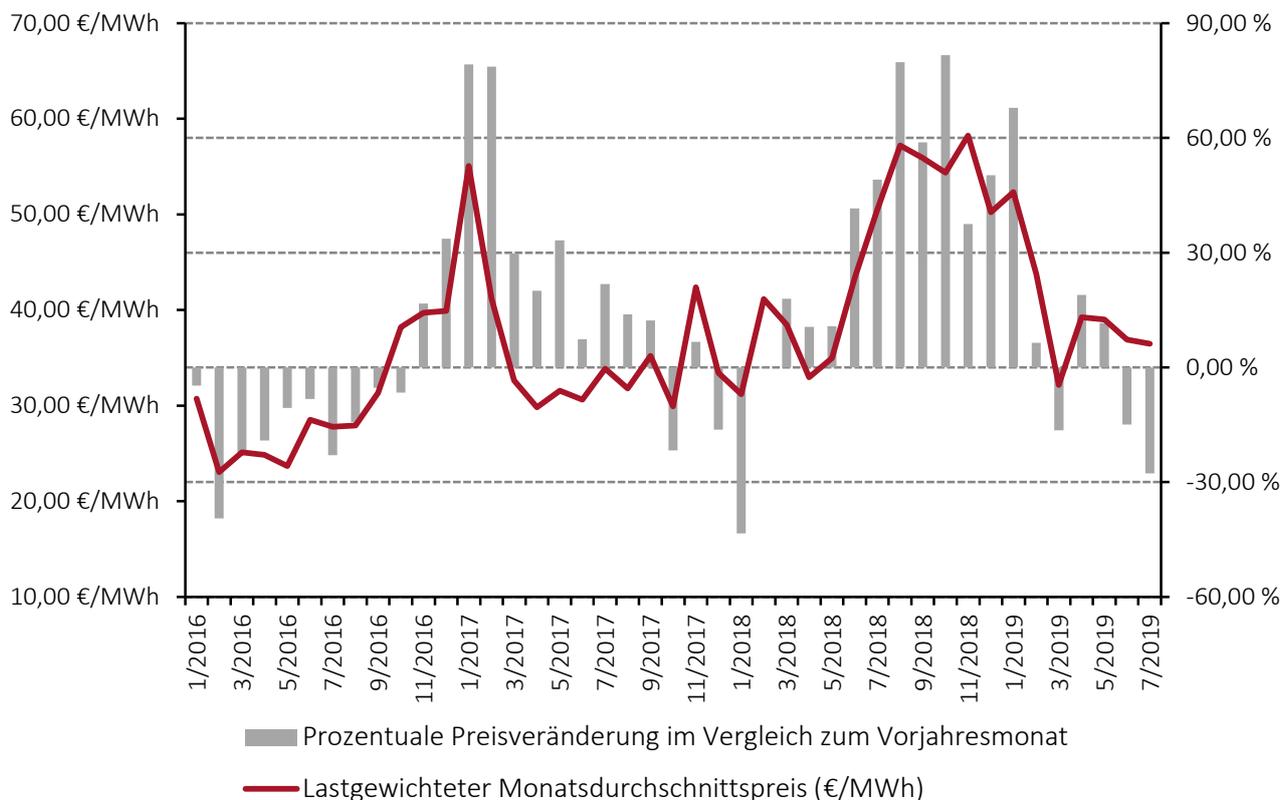
Anmerkungen: Der Wert für €/MWh-Max bezeichnet den höchsten in einer einzelnen Stunde gemessenen Marktpreis im Day-ahead-Handel der EPEX Spot, gerundet auf volle Euro.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten der EPEX Spot

18. In den Jahren seit 2016 war ein leichter Anstieg des Preisniveaus zu beobachten. Dies lässt sich anhand der Veränderung des lastgewichteten Jahresdurchschnittspreises analysieren. Zur Berechnung dieses Preises wird der stundenbasierte Marktpreis mit der Menge des in der entsprechenden Stunde insgesamt transportierten Stroms gewichtet. Lastgewichtete Durchschnittspreise geben daher die Umsatzsituation der im Stromgroßhandel tätigen Energieunternehmen wieder. Betrag der lastgewichtete Durchschnittspreis in den Jahren 2015 und 2016 noch 33,21 bzw. 30,23 Euro/MWh, stieg dieser Preis im Jahr 2017 zunächst auf 35,89 Euro und im Jahr 2018 auf 45,61 Euro.³ Abbildung 2.2, die den monatlichen Preisverlauf und die Veränderungen bis einschließlich Juli 2019 wiedergibt, zeigt zudem detailliert die Preisveränderungen im Vergleich zu den Vorjahresmonaten.

³ Eigene Berechnungen basierend auf Daten der ENTSO-E Transparency Plattform, <https://transparency.entsoe.eu>.

Abbildung 2.2: Lastgewichtete monatsdurchschnittliche Day-ahead-Preise (€/MWh) von 2016 bis Juli 2019



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Daten der EPEX, Spot

19. Die dargestellten Entwicklungen des Preisniveaus geben eine Auskunft über die Knappheitsrelationen von Angebot und Nachfrage zu den jeweiligen Zeitpunkten. Tendenziell gibt es bei zunehmender Knappheit immer weniger freie Anbieter, die die Nachfrage befriedigen können. Allerdings lässt sich anhand der Preisunterschiede nicht unverzerrt auf Veränderungen der Knappheiten von Kraftwerkskapazitäten schließen, da der Marktpreis auch durch sich ändernde Preise der notwendigen Brennstoffe und CO₂-Zertifikate bestimmt wird. Neben dem sich verändernden Stromgroßhandelspreisniveau sprechen allerdings auch verschiedene fundamentale Rahmenbedingungen im Stromgroßhandel dafür, dass es zu einer weiterhin zunehmenden Verknappung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten kommen könnte. Hierzu seien einige externe Faktoren genannt, die direkt auf die genannten Knappheitsrelationen einwirken werden.

- Durch den Atomausstieg verringert sich planbar die Grundlastkapazität. Spätestens mit Ablauf des 31. Dezember 2022 werden die letzten auf Atomkraft basierenden Kraftwerksblöcke Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2 vom Netz genommen werden (§ 7 Atomgesetz). Im Jahr 2018 wurde derweil noch mehr als 13 Prozent der gesamten Stromerzeugung durch Kernkraftwerke erbracht.⁴ Zwischen 2019 und 2022 werden somit insgesamt 9.509 MW Kapazität vom Markt genommen.
- Für die Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG soll ab dem Winterhalbjahr 2020/2021 eine Reserveleistung von 2.000 MW vorgehalten werden. Um die Preissignale am Strommarkt durch die Reserve nicht zu verzerren, sieht die Vorschrift vor, dass die Reserve außerhalb des Strommarktes gebildet wird. Dies hat zur Konsequenz, dass die für die Reserve akquirierten Kraftwerkskapazitäten dem Markt entzogen werden.
- Gemäß § 13g EnWG erfolgt seit 1. Oktober 2016 und bis zum 1. Oktober 2019 eine sukzessive Stilllegung einzelner Braunkohlekraftwerksblöcke, die zunächst vorläufig ist (Überführung in die Sicherheitsreserve)

⁴ Eigene Berechnungen auf Basis von Daten der ENTSO-E Transparency Plattform, <https://transparency.entsoe.eu/>.

und vier Jahre später endgültig wird. Im Jahr 2019 entspricht dies einer Reduzierung der Grundlastkapazität von 757 MW.

- In ihrem Abschlussbericht schlägt die von der Bundesregierung eingesetzte Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung vor, bis 2022 knapp 5.000 MW bei Braunkohlekraftwerken und 7.700 MW bei Steinkohlekraftwerken stillzulegen oder umzurüsten (im Vergleich zum Bestand Ende 2017).⁵ Bis 2030 sollen weitere 6.000 MW Braunkohle- und 7.000 MW Steinkohlekraftwerkskapazität vom Netz. Bis zum Jahr 2038 soll vollständig auf die Nutzung von Stein- oder Braunkohle in der Stromerzeugung verzichtet werden. Die Bundesregierung hat die Umsetzung der Empfehlungen angekündigt.
- Die Nachfrage nach Strom ist in den vergangenen Jahren nur geringfügig gestiegen. Allerdings könnte sich der Strombedarf erheblich erhöhen, falls der Ausbau der Elektromobilität in den kommenden Jahren voranschreitet, wie sich dies ggfs. erwarten lässt.⁶ Die quantitative Bedeutung der dadurch auslösbaren Nachfrageveränderungen lässt sich an einem Beispiel verdeutlichen, indem der Kapazitätsbedarf für den hypothetischen Fall des gleichzeitigen Ladens von 1 Million Elektrofahrzeugen an einem 11 kW Ladepunkt (das hieße 11.000 MW Gesamtlast) mit der maximal gemessenen Last im deutschen Stromnetz im Jahr 2018 (ca. 78.000 MW) verglichen wird.
- Zwar wird nach derzeitigem Stand jährlich ein Zubau an EE-Anlagen mit einer gesetzlich vorgegebenen installierten Leistung angestrebt. Im Jahr 2019 beträgt die ausgeschriebene Menge für Solar, Wind (Onshore) und technologieneutrale Ausschreibungen z. B. insgesamt etwas weniger als 5.000 MW installierte Leistung. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass der Wind- und Solarstrom nur eine minimale gesicherte Kapazität enthält und in Extremsituationen nahezu unerheblich für die Bedarfsdeckung ist.⁷ Zugleich zeigen die Windkraftausschreibungen (Onshore) Ende 2018 und Anfang 2019, die mit einer Zuteilungsquote von 57,9 bzw. 71,3 Prozent erheblich unterzeichnet waren, dass die Zubauziele nicht zwingend erreicht werden und sich auch nicht ohne Weiteres ausweiten lassen.⁸

20. Der Gesamteffekt aus den genannten Entwicklungen und den Reaktionen des Marktes, etwa in Form von Investitionen oder Stilllegungen, lässt sich derzeit nur sehr bedingt absehen. Allerdings spricht vieles dafür, dass die Knappheit konventioneller Erzeugungskapazitäten zukünftig zunehmen wird. Fraglich ist, ob es dabei auch wieder zu wettbewerbsinduzierten Problemen, ausgelöst durch die Marktmacht einzelner Versorger, kommen könnte.

21. In früheren Sektorgutachten aus den Jahren 2013, 2015 und 2017 hatte die Monopolkommission zur Prüfung der Wettbewerbsentwicklung im Stromgroßhandel eigene Daten erhoben und die strommarktspezifischen Marktmachtindizes RSI (Residual Supply Index) und RWC (Return on Withholding Capacity Index, seit 2015) berechnet.⁹ Aufgrund der besonderen Bedingungen des Stromgroßhandels, insbesondere der kontinuierlich schwankenden Nachfrage, eignen sich diese Indizes gewöhnlich besser als die Marktanteile, um die Wettbewerbsintensi-

⁵ Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung, Abschlussbericht, Januar 2019, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile.

⁶ Vgl. Kapitel 6.

⁷ Betrag die installierte Leistung von Onshore-Windkraft und Photovoltaik zum Jahreswechsel 2017/2018 82.630 MW, so lag die kumulierte Einspeisung im Minimum am 19. Februar 2018 zwischen 17 und 18 Uhr nur bei etwa 620 MW, d. h. bei 0,75 Prozent. Im Mittel lag sie bei 14.923 MW, d.h. bei ca. 18 Prozent. Dyllong und Maaßen (2014) stellen für das Jahr 2013 eine gesicherte Leistung von 0,15 Prozent fest. Eigene Berechnungen auf Basis von Daten der ENTSO-E Transparency Plattform, <https://transparency.entsoe.eu/>; Bundesnetzagentur; Dyllong, Y. und Maaßen, U., Beitrag von Wind- und Photovoltaik-Anlagen zu einer gesicherten Stromversorgung, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 64. Jg., Heft 11, 2014, S. 42 ff.

⁸ Vgl. Kapitel 4.

⁹ Monopolkommission, 4. Sektorgutachten Energie (Sondergutachten 65), a. a. O., Abschnitt 2.2.2; Monopolkommission, 5. Sektorgutachten Energie (Sondergutachten 71), *Energie 2015: Ein wettbewerbles Marktdesign für die Energiewende*, Baden-Baden 2015, Abschnitt 2.1.3; Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie (Sondergutachten 77), *Energie 2017: Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden*, Baden-Baden 2017, Abschnitt 2.3.

tät abzubilden. In der zuletzt vorgelegten Analyse für das Jahr 2016 hatte die Monopolkommission anhand der untersuchten Indizes noch keine gravierende Marktmacht eines Stromversorgers feststellen können.

22. Für die Bewertung des zum Zeitpunkt dieses Sektorgutachtens letzten abgeschlossenen Kalenderjahres 2018 ist zu berücksichtigen, dass das Bundeskartellamt im Zusammenschlussverfahren RWE AG / E.ON SE den Erwerb einer Minderheitsbeteiligung in Höhe von 16,67 Prozent an E.ON durch RWE zu prüfen hatte. In diesem Zusammenhang hat das Bundeskartellamt für den größten deutschen Versorger auch den Marktmachtindex RSI für die Jahre 2017 und 2018 berechnet.¹⁰ Zur Berechnung der Indizes hat das Bundeskartellamt im Rahmen von förmlichen Auskunftsbeschlüssen nach § 59 GWB unter anderem Daten aus dem Energieinformationsnetz nach § 12 Abs. 4 EnWG von den Übertragungsnetzbetreibern erhoben. Das Bundeskartellamt beschreibt, dass RWE bereits in einer nicht unerheblichen Anzahl von Stunden unverzichtbar für die Deckung der Stromnachfrage sei. Die Zahl pivotaler Stunden, d. h. solcher Zeiten in denen der RSI einen kritischen Wert von 1 unterschreitet, erreiche jedoch derzeit noch nicht das für die Annahme einer marktbeherrschenden Stellung erforderliche Niveau.¹¹ Die Grenze für die Annahme der Marktbeherrschung wird vom Bundeskartellamt üblicherweise bei 5 Prozent der Jahresstunden gesehen. Weiter äußert das Bundeskartellamt in seinem Fallbericht, dass seiner Analyse nach der Atom- und der Kohleausstieg perspektivisch dazu führen könnte, dass RWE Marktmacht in einem Umfang zuwächst, dass „die Schwelle zur marktbeherrschenden Stellung überschritten werden könnte“.

2.2 Effizienzproblematik des Strommarktkonzeptes und Rolle des Bundeskartellamts

23. Bereits in früheren Sektorgutachten wurden die besonderen Probleme und Risiken einer Steuerung von Kraftwerkseinsatz und zur Verfügung stehender Kraftwerkskapazität im bestehenden Strommarktkonzept (Energy-only-Markt¹²) untersucht. Das gegenwärtige Konzept eines wettbewerblichen Strommarktes geht auf die Liberalisierung der Energiemärkte in den späten 1990er Jahren zurück. Zur Jahrtausendwende etablierte sich in Deutschland eine Strombörse, an der erstmals Strommengen transparent im Wettbewerb vertrieben wurden. In einem durch wirksamen Wettbewerb gekennzeichneten Strommarkt besitzen Kraftwerksbetreiber Anreize, den Strom kurzfristig zu den unmittelbar durch die Produktion anfallenden Kosten (Grenzkosten) am Markt anzubieten. Dies hat zur Folge, dass – solange ausreichend Kapazität vorhanden ist – sich ein Marktpreis für Strom auf Höhe der Kosten der teuersten Kapazität einstellt, die gerade noch gebraucht wird, um die Nachfrage zu decken. Wenn alle verfügbaren Kapazitäten im Einsatz sind, kann der Preis auch über die Kosten der teuersten Kapazität steigen. In jedem Fall sorgt der Wettbewerb dafür, dass immer die kostengünstigsten Kraftwerke den benötigten Strom produzieren und zum niedrigstmöglichen Preis abgeben. Langfristig steuert der Preis zudem den Umfang und die Zusammensetzung des Kraftwerksparks. Sind Erzeugungskapazitäten knapp oder ist davon auszugehen, dass diese zukünftig knapp werden, dann setzen hohe Marktpreise (oder die Erwartung solcher) Anreize, um in den Kraftwerksbau zu investieren. Bei Überkapazitäten sorgt ein niedriges Preisniveau für Marktaustritte.

24. Strittig ist allerdings, ob und unter welchen Voraussetzungen es auf einem Stromgroßhandelsmarkt zu einem Marktversagen kommen kann. Die Möglichkeit eines Marktversagens im Stromgroßhandel wird auf die besonderen Charakteristika dieses Marktes zurückgeführt. Zu diesen Eigenschaften gehören insbesondere die laufend schwankende und kurzfristig nur wenig preissensitive Nachfrage, die Möglichkeit des Brownouts mit fehlenden bzw nicht definierten Kompensations-Zahlungen an Kraftwerksbetreiber und Stromabnehmer, die langen Zeitver-

¹⁰ BKartA, Erwerb einer Minderheitsbeteiligung an der E.ON SE durch die RWE AG in Höhe von 16,67 Prozent, Fallbericht zum Beschluss vom 26. Februar 2019, B8-28/19.

¹¹ BKartA, Erwerb einer Minderheitsbeteiligung an der E.ON SE durch die RWE AG in Höhe von 16,67 Prozent, a.a.O., S.8.

¹² Der Begriff „Energy-only-Markt“ wird überwiegend für das Konzept eines Strommarktes gebraucht, der so konzipiert ist, dass ausschließlich die erzeugte Energie vergütet wird. Der Energiepreis steuert dann sowohl Kapazitätsvorhaltung als auch deren Einsatz. Der Begriff wird damit auch als Gegensatz zum Konzept einer Trennung der Vergütung durch die Schaffung eines separaten Marktes für Kapazität (einen sog. Kapazitätsmarkt) gebraucht. Allerdings ist der Begriff „Energy-only-Markt“ dahingehend missverständlich, da es sich bei der Vergütung von Reservekonzepten, die den Strommarkt ergänzen, ebenfalls um einen den gewöhnlichen Strommarkt tangierenden Sekundärmarkt für Kapazität handelt. Trotz vorhandener Reservekonzepte wird der deutsche Strommarkt jedoch oft als „Energy-only-Markt“ bezeichnet, um ihn von einem Konzept mit paralleler Kapazitätssteuerung abzugrenzen.

zögerungen von mehreren Jahren von der Investitionsentscheidung bis zur Inbetriebnahme neuer Kraftwerke und die erheblichen sprungfixen Kosten eines Kraftwerksparks. Zudem ist zu berücksichtigen, dass nur wenige und teure Möglichkeiten bestehen, um Strom zu speichern und so den Strom eines Produktionszeitpunktes zu einem anderen Zeitpunkt in den Markt zu geben.

Gefahr von Marktversagen und unteroptimalen Preisen

25. In Zeiten hoher Nachfrage können die Preise auf einem wettbewerblich organisierten Kraftwerkmarkt über die vermeidbaren Kosten der Kraftwerke steigen, nämlich dann, wenn alle verfügbaren Kraftwerke im Einsatz sind. Dieser Preisanstieg wird dann nicht durch Kraftwerksbetreiber, sondern durch die Nachfrager getrieben, die sich im Wettbewerb um die knappe Kapazität so lange gegenseitig überbieten, bis Einzelne auf ihre Nachfrage verzichten. Der sich in dieser Extremsituation einstellende Preis wird energiewirtschaftlich auch als „Preisspitze“ bezeichnet und ist Teil eines wettbewerbskonformen Stromgroßhandelsmarktes.

26. Wettbewerbskonforme Preisspitzen spielen bei der Steuerung der Kraftwerkskapazität auf dem Stromgroßhandelsmarkt eine wesentliche Rolle. Kommt es häufig zu Preisspitzen oder sind solche zu erwarten, steigen die (erwarteten) Erträge aus dem Kraftwerksgeschäft an. Für die Versorger entstehen in dieser Situation Anreize, durch den Bau neuer Kraftwerkskapazitäten selbst von (zukünftigen) Preisspitzen zu profitieren. Dadurch vergrößert sich die insgesamt am Markt verfügbare Kraftwerkskapazität. Ist die am Markt verfügbare Kapazität hingegen zu groß, kommt es nicht oder nur selten zu Preisspitzen. Die in so einem solchen Marktumfeld fehlende Rentabilität einzelner Kraftwerke ist Teil der Marktsteuerung. Versorger werden zunächst ihre am wenigsten wirtschaftlichen Kraftwerke stilllegen. Es kommt sukzessive so lange zu einem Rückbau der vorgehaltenen Erzeugungskapazität, bis die entstehenden Knappheiten am Markt wieder zu höheren Preisen führen und so die Rentabilität des in diesem Moment bestehenden Kraftwerksparks hergestellt ist.

27. Die dargestellte Wirkungsweise eines wettbewerblichen Kraftwerkmarktes ist jedoch Unsicherheiten ausgesetzt, die infrage stellen, ob der Markt die Versorgungssicherheit dauerhaft sichern kann. Diese Unsicherheiten sind unter anderem darauf zurückzuführen, dass sich die zukünftige Nachfrage nach Strom in Spitzenlastzeiten nur bedingt vorhersehen lässt. Die Prognose ist ferner deshalb schwierig, weil der von konventionellen Kraftwerken zu deckende Lastanteil von den meteorologischen Bedingungen zur Erzeugung von Strom mittels erneuerbarer Energien abhängt. Somit ist auf der einen Seite nicht eindeutig, wie viel konventionelle Erzeugungskapazität zur Deckung der Residualnachfrage nach Strom in Zukunft genau erforderlich sein wird. Auf der anderen Seite ist die geringe Flexibilität der Nachfrager problematisch. Selbst bei hohen Marktpreisen verzichten bis heute nur wenige Konsumenten auf den Strombezug. Die in den letzten Jahren verstärkten Bemühungen die Reaktionsmöglichkeiten der Nachfrager auszuweiten, auch unter dem Schlagwort „Demand Response“ bekannt, haben zumindest in Bezug auf den Real-time-Handel nur wenig an der nur geringen Flexibilität geändert.¹³ Weil nur wenige Nachfrager bereit sind, sich im Knappheitsfall zu überbieten und ggfs. auf Strom zu verzichten, wird die Möglichkeit des Auftretens von Preisspitzen jedoch auf kleine Spitzenlastbereiche eingeschränkt.

28. Die schlechte Vorhersehbarkeit der zukünftigen Bedingungen von Angebot (technisch bedingte Ausfälle von Kraftwerken, Einspeisung erneuerbarer Energien) und Nachfrage (Entwicklung der Elektromobilität, Reaktion auf hohe Preise), das Risiko politischer Eingriffe bei hohen Preisen und die nur langfristig mögliche Korrektur einer Unterkapazität durch Kraftwerksneubau, sind Anlass für die Sorge, dass die Versorgungssicherheit auf Basis der Marktsteuerung nicht hinreichend sein könnte. Die sich am Markt einstellenden Preise könnten zu niedrig sein, um Investitionssignale zu setzen und entsprechende Kapazitätspuffer zu bilden. Daher besteht das Risiko, dass es am Stromgroßhandelsmarkt in einem konkreten Moment nicht zu einer Bedarfsdeckung kommen könnte. Dies hätte Stromausfälle (Blackouts oder Brownouts) zur Folge. Dieses Risiko war wesentlicher Treiber für die in den vergan-

¹³ Knaut, A., Paulus, S., Hourly price elasticity pattern of electricity demand in the German day-ahead market. EWI Working Paper, Nr. 16/07.

genen fünf bis zehn Jahren intensiv geführte Debatte um die Einführung einer Kapazitätssteuerung auf Basis eines Kapazitätsmarktes, die schließlich (vorläufig) mit der Schaffung der Kapazitätsreserve gem. § 13e EnWG endete.¹⁴

Gefahr von Marktversagen und suprakompetitiven Preisen

29. Sorgen um einen zu geringen Großhandelspreis steht allerdings die Gefahr eines anderen Marktversagens in Form von durch Marktmacht einzelner Versorger überhöhter Preise gegenüber. Im Unterschied zu wettbewerbskonformen Preisspitzen ist der Ausgangspunkt von durch Marktmacht überhöhten Preisen nicht das Gebotsverhalten der Nachfrager, sondern das Angebotsverhalten der Stromversorger. Preisüberhöhungen durch marktmächtige Versorger stellen ein besonderes Problem auf Stromversorgungsmärkten dar, das aufgrund der spezifischen Merkmale dieses Marktes – vor allem der geringen Flexibilität der Nachfrage und der fehlenden Möglichkeit, Erzeugungskapazitäten kurzfristig auszuweiten – begünstigt wird. Dabei geht es vor allem um das Risiko sog. Kapazitätszurückhaltung eines Versorgers, die dazu führen kann, dass die Preise am Markt für alle dort anbietenden Versorger steigen. Im einfachen Fall hält ein Anbieter einen Teil seiner Kapazität zurück, wodurch die zurückgehaltene Kapazität durch den Einsatz von Kraftwerken mit höheren Einsatzkosten oder durch Reservekapazitäten aufgefangen wird. Dies führt zu einem Anstieg des Marktpreises.¹⁵

30. Gelingt es den Anbietern am Kraftwerksmarkt, durch die Ausübung von Marktmacht höhere Preise zu erzielen, beeinflusst dies insbesondere auch die Steuerung der von den Versorgern insgesamt vorgehaltenen Kraftwerkskapazität. Hohe Preise führen dann dazu, dass tendenziell Überkapazitäten vorgehalten werden.¹⁶

Rolle des Bundeskartellamtes für die marktbasierete Steuerung

31. Durch die Anwendung der Preismissbrauchsaufsicht im Stromgroßhandel, die einen sog. Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung verbietet, soll die Ausübung von Marktmacht zur Generierung suprakompetitiver Preise - wie zuvor dargestellt - verhindert werden. Durch das bestehende Strommarktdesign wird der kartellbehördlichen Missbrauchsaufsicht somit eine bedeutende Rolle zugewiesen, da sie durch die konkrete Anwendung der kartellrechtlichen Regeln und deren Antizipation durch die Marktakteure die Marktpreise und damit die Kapazitätssteuerung am Energiemarkt beeinflusst. Die Europäische Kommission und das Bundeskartellamt haben sich bereits in den 2000er-Jahren vor allem im Rahmen von Sektoruntersuchungen intensiv mit der Problematik des Preismissbrauchs im Energiesektor auseinandergesetzt.¹⁷ Im Rahmen seiner Sektoruntersuchung hatte das Bundeskartellamt einen Verstoß gegen das Missbrauchsverbot untersucht, indem es prüfte, ob Kraftwerke nicht eingesetzt wurden, die ihre Grenz- bzw. Inkrementalkosten¹⁸ hätten erwirtschaften können.¹⁹ Bieten Energieversorger

¹⁴ Vgl. ausführlich: Monopolkommission, 4. Sektorgutachten Energie (Sondergutachten 65), a. a. O., Tz. 357 ff.; Monopolkommission, 5. Sektorgutachten Energie (Sondergutachten 71), a. a. O., Tz. 349 ff.; Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie (Sondergutachten 77), a. a. O., Tz. 42 ff.

¹⁵ Vgl. anschaulich zu den Möglichkeiten, den Marktpreis zu beeinflussen: Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie (Sondergutachten 77), a. a. O., Abschnitt 2.2.3, Tz. 58 ff.

¹⁶ Die problematische Wirkung kann an einem Beispiel dargestellt werden: Es sei angenommen, dass auf einem Markt Überkapazitäten, d. h. sehr hohe effektiv verfügbare Kraftwerkskapazitäten vorhanden sind, die 180 Prozent der maximal in einem Zeitraum auftretenden Nachfrageleistung nach Strom entsprechen. Weiter sei angenommen, dass ein Drittel aller Erzeugungskapazitäten stets auf einen (den größten) Anbieter entfallen. Aufgrund der Überkapazitäten sollten am Markt keine nachfragegetriebenen Preisspitzen auftreten. Die Preise blieben niedrig, bis aufgrund sukzessiver Kraftwerksstilllegungen schließlich ein effizientes Kapazitätsniveau erreicht wird. Fällt die effektiv verfügbare Kapazität am Markt allerdings unterhalb eines Niveaus von 150 Prozent der maximal auftretenden Stromnachfrage, dann wird der größte Anbieter am Markt unverzichtbar. Bei einem Gesamtdeckungsniveau der Nachfrage von 149 Prozent durch alle Kapazitäten können nur noch 99,33 % der Nachfrage ohne die Kapazitäten des größten Anbieters gedeckt werden. Gelingt es dem größten Anbieter dann, aufgrund seiner Unverzichtbarkeit den Marktpreis zu beeinflussen und Aufschläge (Mark-ups) auf die vermeidbaren Kosten der Stromerzeugung (Grenzkosten/Inkrementalkosten) durchzusetzen, so würde der weitere Abbau der Überkapazitäten frühzeitig gestoppt.

¹⁷ DG Competition, Report on energy sector inquiry, (SEC(2006)1724, 10 January 2007; BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, Bonn, Januar 2011.

¹⁸ Für die modelltheoretische Analyse eignet sich der Begriff der Grenzkosten, der die Kosten der Mengenänderung um eine marginale Einheit beschreibt. In der Praxis sind die Grenzkosten weitgehend identisch mit den variablen Einsatzkosten der Kraftwerke,

ihre Kapazität mit Mark-ups an, so laufen sie Gefahr, dass sich ein markträumender Preis unterhalb ihres Gebotes einstellt und (einzelne oder mehrere) eigene Kraftwerke nicht zum Zug kommen, obwohl der Marktpreis die Grenzkosten der Kraftwerke gedeckt hätte. Dies würde vom Bundeskartellamt als Kapazitätszurückhaltung betrachtet.²⁰ Die Monopolkommission hat in früheren Gutachten dieses Prüfkonzept für den Marktmachtmissbrauch im Grundsatz als geeignet bewertet, da es theoretisch in der Lage ist, missbräuchliche (d. h. ungewünschte) Kapazitätszurückhaltung von nachfragegetrieben (d. h. gewünschten) Preisspitzen zu unterscheiden.²¹ Zugleich hatte sie allerdings auf verschiedene Probleme der Prüfung hingewiesen, die die Wirksamkeit des behördlichen Vorgehens und damit auch die effiziente Funktion des Strommarktes beeinträchtigen können. Unter den Marktakteuren hatte derweil vor allem die Auslegung des Missbrauchsvorwurfs durch das Bundeskartellamt zu Kritik geführt, weil es (angebotsgetriebene) Preisspitzen verhindern könne. Ein zu rigides Vorgehen des Amtes könne die Gefahr in sich tragen, Investitionen in Kraftwerkskapazität zu verhindern.

32. Mit seiner Entscheidung für das Konzept „Strommarkt 2.0“ hatte die Bundesregierung bereits 2015 beschlossen, die Funktionsweise des Energiemarktes durch gezielte Veränderungen, insbesondere solche des gesetzlichen Rahmens, zu unterstützen. Im Mittelpunkt dieses Konzeptes stand zuvorderst die Sorge vor zu niedrigen Preisen und zu geringen Investitionen in Kraftwerkskapazität, die langfristig die Versorgungssicherheit gefährden könnten. In ihrem Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ hat die Bundesregierung - neben der Einführung einer Reservekapazität - als zweite Maßnahme vorgesehen, die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht transparenter zu machen, um der Sorge ineffizienter Eingriffe entgegenzutreten.²² Sie hatte dazu angekündigt, das Vertrauen der Anbieter am Markt zu steigern, indem das Bundeskartellamt beauftragt werden sollte, einen regelmäßigen Marktmachtbericht zu verfassen. Dieser sollte Aufschluss darüber geben, ob Energieversorger marktbeherrschend sind und somit der Missbrauchsaufsicht unterliegen. Zum anderen wurde im Weißbuch der Bundesregierung angekündigt, dass das Bundeskartellamt einen Leitfaden erstellt, der Ausführungen zur Anwendung der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht auf dem Stromer Absatzmarkt enthält.

33. Im Jahr 2016 trat das Strommarktgesetz in Kraft, das durch eine Änderung des § 53 GWB vorsah, dass das Bundeskartellamt „mindestens alle zwei Jahre einen Bericht über seine Monitoringergebnisse zu den Wettbewerbsverhältnissen im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie“ erstellt.²³ Dabei handelt es sich um den gesetzlichen Auftrag für den angekündigten Marktmachtbericht. Die neue Norm sieht zwar einen Turnus der Veröffentlichung vor, nennt jedoch kein Startdatum. Die Veröffentlichung eines ersten Marktmachtberichtes steht bisher aus.

34. 2016 führte das Bundeskartellamt eine erste Konsultation betreffend den Leitfaden zur Missbrauchsaufsicht durch. Außerdem wurde der Anwendungsbereich im Vergleich zu dem im Weißbuch angesprochenen Leitfaden erweitert. Neben Zielrichtung, Anwendung und Reichweite der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht sollte der

insbesondere den Brennstoff- und CO₂-Kosten fossiler Kraftwerke. Allerdings liegen in der Praxis (z.B. aufgrund sprungfixer Kosten) tatsächlich keine kontinuierlichen Kostenverläufe vor. Es kann deshalb für bestimmte Zwecke zutreffender sein, das Verhalten von Kraftwerksbetreibern durch inkrementelle Kosten zu beschreiben, die an die Kosten der Veränderung des Einsatzes einer bestimmten Kapazitätsmenge geknüpft sind und z. B. Anfahrtskosten von Kraftwerken einschließen. Eine entsprechende Verwendung des Begriffs der Inkrementalkosten hat die Monopolkommission für die kartellrechtliche Prüfung empfohlen; vgl. Monopolkommission, 3. Sektorgutachten Energie (Sondergutachten 59), a. a. O., Tz. 491 ff., insbesondere Tz. 494.

¹⁹ Werden diese Kosten gedeckt, spricht man in der Energiewirtschaft davon, dass diese Kraftwerke „im Geld“ sind. Bei der Überprüfung durch das Bundeskartellamt kam ein Algorithmus zum Einsatz, der zudem verschiedene Faktoren wie Standzeiten und Anfahrzeiten berücksichtigt und danach den optimalen Kraftwerkseinsatz approximiert.

²⁰ Auch in der Sektoruntersuchung wurde dieser Effekt von der Beschlussabteilung thematisiert. Darin bringt sie zum Ausdruck, dass im Ergebnis davon auszugehen sei, dass es marktbeherrschenden Unternehmen „grundsätzlich verwehrt ist, zu einem Preis oberhalb ihrer Grenzkosten anzubieten, es sei denn, das Unternehmen weist nach, dass ein entsprechender Mark-up erforderlich ist, um seine – bezogen auf das gesamte Kraftwerksporfolio – totalen Durchschnittskosten zu decken“; vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, a. a. O., S. 15 f. und 195.

²¹ Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie (Sondergutachten 77), a. a. O., Tz. 80 ff.

²² BMWi, Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), Juli 2015, S. 61.

²³ Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) vom 26. Juli 2016, BGBl. 2016 I Nr. 37, S. 1786.

Leitfaden nun auch Hinweise zu dem von der Bundesnetzagentur umzusetzenden Verbot von Marktmanipulation und Insidergeschäften nach der sog. REMIT-Verordnung²⁴ umfassen. Im März 2019 veröffentlichten Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur einen ersten Entwurf des Leitfadens, der bis zum 20. Mai 2019 öffentlich konsultiert wurde.²⁵

2.3 Würdigung des Entwurfs des Leitfadens zur Missbrauchsaufsicht 2019

35. Der Entwurf behandelt nach einer Einleitung (Teil A) die kartellrechtliche Bewertung von Preisspitzen (Teil B) und schließlich die Zulässigkeit von Preisspitzen im Rahmen der REMIT-Verordnung (Teil C). Teil B beinhaltet somit eine Bewertung des Bundeskartellamtes, wie es im Rahmen der kartellrechtlichen Vorschriften marktmachtmissbräuchliche Kapazitätszurückhaltung von knappheitsbedingten Preisspitzen abgrenzen will. Der von der Bundesnetzagentur verantwortete Teil C richtet sich demgegenüber insbesondere auf verbotene Handelsaktivitäten wie z.B. Insidergeschäfte und Manipulationsversuche durch bestimmte Transaktionen und Handelsgeschäfte. Die zuvor erläuterten originären Probleme strukturell bedingter Marktmacht einzelner Energieversorger werden im Wesentlichen durch Teil B des Leitfadentwurfs adressiert, der nachfolgend vertiefend gewürdigt werden soll.

36. Festzustellen ist zunächst, dass sich der Entwurf des Leitfadens in Bezug auf die Missbrauchsaufsicht eng an die bereits bekannten Darstellungen des Amtes aus der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel anlehnt. So hat das Bundeskartellamt seinen Prüfansatz aus der Sektoruntersuchung in nahezu allen wesentlichen Teilen beibehalten und verweist in vielen zentralen Fragen auf die eigene Untersuchung aus dem Jahr 2011. Positiv ist insbesondere hervorzuheben, dass das Amt die Zielrichtung der kartellrechtlichen Missbrauchskontrolle nun ökonomisch präziser formuliert hat. Bei der Bewertung von Preisspitzen beschäftigt sich das Bundeskartellamt nicht nur mit dem Missbrauchstatbestand, sondern auch mit der wettbewerbskonformen Preisbildung in Knappheitssituationen, in denen der Preis durch die Nachfrage gesteuert wird.²⁶ Das Amt zeigt auf diese Weise, welche gewünschten Preisspitzen es von solchen Preisen abzugrenzen gedenkt, die aufgrund der Marktmacht einzelner Akteure entstehen können. Letztere sind Ziel der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht.

37. Teil B des Entwurfs des Leitfadens systematisiert die weiteren Erläuterungen zur Anwendung der Preismissbrauchsaufsicht entsprechend der drei Prüfpunkte Vorliegen einer marktbeherrschenden Stellung, missbräuchliche Kapazitätszurückhaltung und Vorliegen einer sachlichen Rechtfertigung, die nach Auffassung des Amtes im Rahmen der Feststellung eines Preismissbrauchs gem. Art. 102 AEUV, § 19 GWB und ggf. § 29 GWB kumulativ geprüft werden müssen. Nachfolgend sollen die wesentlichen Feststellungen des Entwurfs kritisch gewürdigt werden.

2.3.1 EEG-Erzeugung im Erstabsatzmarkt differenziert berücksichtigen

38. Im Bereich der Abgrenzung des sachlich relevanten Marktes greift das Bundeskartellamt bereits seit geraumer Zeit auf das angebotsseitig determinierte Konzept des sog. Erstabsatzmarktes zurück. Das Konzept sieht insbesondere vor, dass die in der Regel mehrmals gehandelten Strommengen nur bei der erstmaligen Veräußerung tatsächlich erfasst werden. Hierdurch lässt sich strukturelle Marktmacht eines Erzeugers besser abbilden.²⁷ Es überrascht daher nicht, dass das Konzept auch im Entwurf eines Leitfadens in bisheriger Form beibehalten wird. Dies betrifft

²⁴ REMIT („Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency“) steht für eine im Oktober 2011 auf EU-Ebene erlassene Verordnung (Nr. 1227/2011), deren Ziel es ist, durch mehr Transparenz Marktmanipulationen und Insiderhandel auf den Energiegroßhandelsmärkten zu bekämpfen.

²⁵ BKartA, BNetzA, Entwurf eines Leitfadens für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht, Bonn, 20. März 2019, https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Leitfaden/Leitfaden_Missbrauchsaufsicht.html.

²⁶ BKartA, BNetzA, Entwurf eines Leitfadens für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht, a. a. O., Tz. 29 ff.

²⁷ Bis 2006 hatte das Bundeskartellamt noch einen bundesweiten Markt für die Belieferung von Weiterverteilern mit Elektrizität zugrunde gelegt. Für eine ausführliche Analyse zu der Frage des Wechsels auf eine angebotsbezogene Marktabgrenzung in Form des Erstabsatzmarktes vgl. Monopolkommission, 3. Sektorgutachten Energie (Sondergutachten 59), a. a. O., Tz. 151 ff.

auch eine weitere Eingrenzung des sachlich relevanten Marktes, wonach das Bundeskartellamt Kraftwerke, die sog. Regelleistung vorhalten, nicht dem relevanten Markt zurechnet.²⁸ Der kartellrechtliche Umgang mit solchen Kraftwerken, die für im Nachgang zur Sektoruntersuchung geschaffene Reservekapazitäten vorgehalten werden, z. B. die Netzreserve oder die Kapazitätsreserve, wird im Leitfaden nicht explizit thematisiert. Darüber hinaus hält das Amt weiter an seiner Entscheidung fest, wonach Erzeugungskapazitäten, wenn sie nach dem Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) vergütet werden, nicht dem relevanten Erstabsatzmarkt zuzurechnen sind. Da die geförderten erneuerbaren Energien vorrangig die Nachfrage bedienen, hat dies zur Folge, dass für den Erstabsatzmarkt immer genau die verbleibende (Residual-)Nachfrage relevant ist, die auf die übrigen Erzeugungskapazitäten entfällt.

39. Insbesondere die Entscheidung, EEG-Kapazitäten weiterhin nicht dem relevanten Erstabsatzmarkt zuzurechnen, ist von einigen Marktakteuren kritisiert worden.²⁹ Hintergrund der Kritik sind vor allem die Veränderungen der Vermarktungssituation der erneuerbaren Energien seit der Sektoruntersuchung aus 2011. Zum Zeitpunkt der Sektoruntersuchung wurde der Strom aus neu zugebauten Erneuerbare-Energien-Anlagen zu einem vorgegebenen Festpreis von den Netzbetreibern abgenommen (Einspeisevergütung). Bereits seit der Einführung der sog. Marktprämie im Jahr 2012 werden neue Kapazitäten aus Erneuerbare-Energien-Anlagen von den Anlagenbetreibern jedoch zunehmend auch direkt auf dem Strommarkt vermarktet. Die Betreiber erhalten neben dem Marktpreis als Förderung einen Zuschlag, die sog. Marktprämie. Seit der Einführung eines Ausschreibungssystems für erneuerbare Energien ist dieses Modell für den überwiegenden Teil neu zugebauter Anlagen zum Standard geworden. Bei den Ausschreibungen bieten die sog. Projektierer einen „anzulegenden Wert“ an, aus dem die sog. Marktprämie berechnet wird.³⁰

40. Zu prüfen ist, ob im Rahmen der aktuellen Situation die EEG-geförderten Anlagen heute zu konventionellen Kraftwerken in einem Wettbewerbsverhältnis stehen und dementsprechend dem sachlich relevanten Erstabsatzmarkt zuzurechnen sind. Ein solches Wettbewerbsverhältnis besteht dann, wenn die Betreiber der EEG-Anlagen Anreize und Möglichkeiten besitzen, auf Basis der Kontrolle über diese Anlagen den einheitlichen Großhandelspreis für Strom ggfs. missbräuchlich zu beeinflussen. Dies wäre jedenfalls dann anzunehmen, wenn klare Anreize vorliegen über die Zurückhaltung konventioneller Kapazitäten den Marktpreis zu steuern und dann mit den EEG-Anlagen zu profitieren bzw. mit den EEG-Anlagen den Marktpreis zu beeinflussen, wovon dann diese und möglicherweise auch konventionelle Kapazitäten profitieren.

41. In Bezug auf die Möglichkeiten EEG-geförderter Anlagen von Marktpreisänderungen zu profitieren, ist die Situation für solche Anlagen leicht zu klären, die weiterhin der sog. Einspeisevergütung, d. h. einem fest fixierten Vergütungssatz für ihre Stromproduktion, unterliegen. Bei diesen Anlagen handelt es sich heute überwiegend um Kleinanlagen von bis zu 100 kW installierter Leistung (§ 21 Abs. 1 Ziff. 1 EEG) sowie um Bestandsanlagen, die nach einem früheren Fördersystem vermarktet werden. Aufgrund der festen Vergütung reagieren diese Anlagen nicht

²⁸ BKartA, BNetzA, Entwurf eines Leitfadens für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht, a. a. O., Rn. 42, BKartA, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, Januar 2011, S. 71 ff. Die Nichteinbeziehung der Regelenergie in den sachlich relevanten Erstabsatzmarkt ist allerdings nicht zwingend. Zumindest bei positiver Regelenergie auf einem Markt mit relativ geringen Präqualifikationsanforderungen (insbes. Minutenreserve) bestehen keine wesentlichen Unterschiede gegenüber kurzfristigen Terminkontrakten am Strommarkt. Zumindest sollte die Nichteinbeziehung der Regelenergie auch inhaltlich regelmäßig überprüft werden. Vgl. auch Monopolkommission, 4. Sektorgutachten Energie (Sondergutachten 65), Tz. 83.

²⁹ Vgl. z.B.: RWE, Anmerkungen zum Konsultationsentwurf des Bundeskartellamtes und der Bundesnetzagentur eines Leitfadens für die kartell- und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel, 2019, https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Stellungnahmen/Stellungnahme%20-%20Konsultation_Leitfaden_Missbrauchsaufsicht_Stromerzeugung_RWE_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=3, S. 2; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Stellungnahme zum Leitfaden für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel, https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Stellungnahmen/Stellungnahme%20-%20Konsultation_Leitfaden_Missbrauchsaufsicht_Stromerzeugung_BDEW_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=3, S. 3 f.

³⁰ Vgl. zur Vergütungsberechnung auch Tz. 177.

auf die Knappheitssituationen am Stromgroßhandelsmarkt. Sie speisen somit dann Strom ein, wenn der Strom verfügbar ist bzw. die Erzeugung wirtschaftlich am kostengünstigsten ist.

42. Bei EEG-geförderten Anlagen, die nach dem Marktprämienmodell vergütet werden, vermarkten die Betreiber den Strom direkt am Stromgroßhandelsmarkt (Direktvermarktung) und erhalten neben dem Marktpreis zusätzlich die Marktprämie als Förderung. Gemäß Anlage 1 (zu § 23a) EEG berechnet sich die Marktprämie als Differenz zwischen einem (festgelegten oder durch Ausschreibung ermittelten) „anzulegenden Wert“ und einem „Monatsmarktwert“. Der „anzulegende Wert“ ist grundsätzlich vergleichbar mit der Einspeisevergütung und stellt den Zielwert für die Vergütung des in einer geförderten Anlage erzeugten Stroms dar. Da im Marktprämienmodell die Anlagenbetreiber bereits den Marktpreis als Vergütung erhalten, wird der Zielwert für die Vergütung um einen Monatsdurchschnittswert für den Marktpreis – den sog. „Monatsmarktwert“ – bereinigt.

43. Die Möglichkeit, mit solchen nach dem Marktprämienmodell vergüteten EEG-geförderten Anlagen von einer missbräuchlichen Kapazitätszurückhaltung zu profitieren, stellt sich zwischen den Anlagentypen nicht einheitlich dar. Sie liegt insbesondere bei EEG-geförderten Strom aus Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie vor. Bei diesen Technologien handelt es sich um Anlagen, bei denen grundsätzlich eine gezielte Steuerung des Energieumwandlungs- und Einspeisezeitpunktes gegeben sein kann. Dies ermöglicht es den Anlagenbetreibern, auf die Marktpreise zu reagieren. In Hinblick auf die Berechnung der Marktprämie wird bei diesen Technologien gemäß Ziff. 2.1 der o. g. Anlage 1 ein Monatsdurchschnittspreis für Stundenkontrakte an der EPEX-Spot als relevanter Monatsmarktwert angesetzt. Das Ansetzen eines Durchschnittspreises hat zur Folge, dass Betreiber der entsprechenden Anlagen Anreize besitzen, Strom zu Zeitpunkten hoher Strompreise einzuspeisen. Mit einer knappheitsgesteuerten Einspeisung lassen sich für die Betreiber hohe Marktpreise für den Strom erzielen, während die Entscheidung für einen Einspeisezeitpunkt die den Betreibern zusätzlich zustehende Marktprämie nicht signifikant verändert. Wird durch Kapazitätszurückhaltung eine Preiserhöhung ausgelöst, so profitieren diese Anlagen immer dann, wenn sie im Moment der Kapazitätszurückhaltung überdurchschnittlich viel Strom einspeisen. Der durch eine Preissteigerung ausgelöste zusätzliche Gewinn der Anlagen wird durch die Veränderung der Durchschnittspreise und die dadurch ausgelöste Senkung der Marktprämie in diesen Zeiträumen nicht vollständig aufgewogen. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass diese EEG-Anlagen aufgrund der Veränderung bei der Marktprämie dennoch nicht gleichermaßen von einer durch Kapazitätszurückhaltung ausgelösten Preissteigerung profitieren, wie dies bei konventionellen Kraftwerken der Fall ist.

44. Davon abweichend stellt sich die Situation bei den beiden volumenmäßig wichtigsten EEG-geförderten Erzeugungstechnologien Solar- und Windkraft dar. Zwar gilt auch für diese beiden Technologien das zuvor beschriebene Marktprämienmodell. Ein relevanter Unterschied ergibt sich jedoch bei der Bemessung des Monatsmarktwertes. Gemäß Ziff. 2.2 der o. g. Anlage 1 berechnet sich der Monatsmarktwert dieser Anlagen nicht aus dem allgemeinen Monatsdurchschnittspreis im Spothandel, sondern als technologiespezifischer Monatsdurchschnittspreis. Dazu wird der Monatsdurchschnittspreis nach der tatsächlichen Einspeisemenge von Strom der jeweiligen Technologie (Wind/Solar) gewichtet. Dadurch ist es kaum möglich, mit diesen Anlagen von einer Kapazitätszurückhaltung zu profitieren. Die höheren Umsätze der Direktvermarktung von Wind- und Solaranlagen aller Betreiber, die infolge einer Kapazitätszurückhaltung entstünden, würden in Summe vollständig durch den in dem gesamten entsprechenden Monat höheren Monatsmarktwert kompensiert. Ein Versorger könnte durch das Bewirken einer Marktpreiserhöhung mit den Anlagen der Wind- oder der Solarkraft allenfalls dann einen unmittelbaren zusätzlichen Gewinn erzielen, wenn seine Anlagen im Moment der Kapazitätszurückhaltung im Vergleich zu den gleichen Anlagen anderer Hersteller überproportional viel Strom produzieren. Dieser Fall erscheint jedoch eher hypothetisch.

45. Ein grundsätzlich alle nach dem Marktprämienmodell geförderten Technologien betreffender Sonderfall läge zudem vor, wenn sich der entsprechend anzuwendende durchschnittliche Stromgroßhandelspreis (d. h. der Monatsmarktwert) in einem konkreten Monat oberhalb des anzulegenden Wertes befindet. Dies war in der Vergangenheit nicht der Fall, kann jedoch für die Zukunft zumindest für einzelne Anlagentypen nicht mehr ausgeschlossen

sen werden.³¹ In einem entsprechenden Monat würde die Marktpremie als Differenz zwischen anzulegender Wert und Monatsmarktwert negativ werden; sie würde dann jedoch entsprechend Ziff. 1.2 der o. g. Anlage 1 auf 0 gesetzt. Faktisch setzt dies das Fördersystem in dem entsprechenden Monat außer Kraft, sodass die Anlage ausschließlich am Markt vergütet wird.

46. Schließlich bleibt zu berücksichtigen, dass EEG-geförderte Anlagen und ihre Zurückhaltung auch selbst als Hebel für den Marktpreis dienen können, um dadurch die Vergütung dieser oder auch anderer ggf. nicht-EEG-geförderter Stromerzeugungsanlagen eines Betreibers zu erhöhen. Dies ist insbesondere für solche flexibel steuerbaren EEG-geförderten Anlagen denkbar, die den Zeitpunkt der Umwandlung der Primärenergie und die Einspeisung von Strom geplant vornehmen. Die Bedeutung der flexiblen Steuerbarkeit ist darauf zurückzuführen, dass ein Betreiber, der die Kapazität dieser Anlagen missbräuchlich zurückhält, die direkten monetären Wirkungen seines Verhaltens berücksichtigen wird. Diese entstehen dadurch, dass ihm die Differenz zwischen dem Marktpreis pro Energieeinheit der eigentlich geplanten Einspeisung und den Opportunitätskosten (Marktpreis bei alternativem Einspeisezeitpunkt) der Anlagen durch die Zurückhaltung entgeht. Zudem muss er die Verluste der aufgrund der durch die strategische Zurückhaltung gestiegenen Marktpreise bei der Marktpremie einkalkulieren. Vor allem Solar- und Windkraftanlagen können den Zeitpunkt ihrer Einspeisung nicht flexibel steuern; allenfalls ist die zeitlich gesteuerte Abschaltung bestimmter Anlagen eine strategische Option. Weil bei der Einspeisung dieser Technologien – anders als z. B. bei Speicherwasser- oder Biomassekraftwerke – zudem weder Grenz- noch Opportunitätskosten auftreten, entginge einem Betreiber durch eine kontrollierte Abschaltung sowohl der vollständige Marktpreis als auch die Marktpremie. Dies macht die Zurückhaltung dieser Technologien vergleichsweise deutlich weniger attraktiv.

47. Im Ergebnis lässt sich festhalten, dass die Entscheidung des Bundeskartellamts, die EEG-geförderten Solar- und Windkraftanlagen vorerst nicht im Erstabsatzmarkt für Strom zu berücksichtigen, durch stichhaltige Argumente gestützt wird. Abweichend von diesen Kerntechnologien der erneuerbaren Stromerzeugung sprechen die flexiblen Einsatzmöglichkeiten und die marktpreisabhängige Vergütung eher dafür, die EEG-geförderten Anlagen zur Stromerzeugung aus Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie im Erstabsatzmarkt für Strom zu berücksichtigen. Die Monopolkommission empfiehlt diese Punkte sowie die Behandlung der Reservekapazitäten in den endgültigen Leitfaden aufzunehmen.

2.3.2 Marktbeherrschung auf RSI-Basis ökonomisch fundieren

48. Voraussetzung der Anwendung der Missbrauchsvorschriften gem. § 19, 29 GWB und 102 AEUV ist, dass bei einem Unternehmen zunächst sog. „Marktbeherrschung“ festgestellt wird. Im Stromgroßhandel stellen sich bei der Feststellung der Marktbeherrschung schwierige Fragen, die in den vergangenen Jahren wesentlicher Teil der Debatte waren. Vor diesem Hintergrund sind die Ausführungen des Bundeskartellamtes zur Marktbeherrschung im Entwurf des Leitfadens zur Missbrauchsaufsicht von erheblichem Interesse. Insgesamt hat das Bundeskartellamt im Leitfaden zur Missbrauchsaufsicht seine bisherigen Positionen beibehalten, sich zugleich jedoch offener für Anpassungen gezeigt. Das Amt macht deutlich, dass es sich bei der Beurteilung der Frage der Marktbeherrschung nur noch „insbesondere“ auf die Frage der Unverzichtbarkeit eines Stromversorgers konzentriert³², zugleich aber die wissenschaftliche Debatte verfolgt und andere Indizes prüfen wird.³³ In Bezug auf die Frage, für welchen Zeitraum die Beurteilung stattfindet (zeitliche Abgrenzung), bleibt das Bundeskartellamt bei der umstrittenen Betrachtung eines Kalenderjahres, spricht aber dabei von „typischerweise“³⁴ und will auch nur „zunächst“ weiter den von

³¹ Um dies an einem Beispiel zu illustrieren. Der sich nach der Windkraftausschreibung vom Juli 2019 ergebende anzulegende Wert der zu errichtenden Neuanlagen liegt bei 6,2 Cent/kWh. Der höchste in den vergangenen drei Kalenderjahren sich ergebende (ungewichtete) durchschnittliche Marktpreis liegt bei 5,77 Cent/kWh (November 2018).

³² BKartA, BNetzA, Entwurf eines Leitfadens für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht, a. a. O., Rn. 45

³³ Ebenda, Rn. 47

³⁴ Ebenda, Rn. 45

ihm festgesetzten Schwellenwert für die Zeiträume der Unverzichtbarkeit (5 Prozent), ab dem es von Marktbeherrschung ausgeht, anwenden.³⁵

49. Hintergrund der Fragen um die Marktbeherrschung sind die Besonderheiten des Stromgroßhandels und die daraus resultierenden spezifischen Probleme.³⁶ Die besonderen Charakteristika des Stromgroßhandelsmarktes haben vor allem zur Folge, dass die zur Bestimmung der Marktbeherrschung oft herangezogenen Marktanteile hier wenig aussagekräftig sind. Durch sie lässt sich nicht hinreichend bestimmt auf die Möglichkeiten einzelner Versorger schließen, den Preis in verschiedenen Situationen durch Kapazitätszurückhaltung auf ein suprakompetitives Niveau anzuheben. Vor diesem Hintergrund hat das Bundeskartellamt in seiner Sektoruntersuchung aus 2011 ein bereits von der EU-Kommission eingesetztes Konzept aufgegriffen, die Marktmacht der Versorger auf Basis eines anderen Indizes, dem Residual Supply Index (RSI) zu erfassen. Eine Stärke dieses Index ist, dass er Marktmacht eines Unternehmens identifiziert, indem er Erzeugungskapazitäten zu der an einem bestimmten Zeitpunkt bestehenden Nachfrage in ein Verhältnis setzt. So gibt der Index Auskunft darüber, ob ein bestimmter Versorger in einem Moment unerlässlich zur Deckung der Nachfrage ist (sog. Pivotalität). Typisch ist es, den RSI – und damit die mögliche Unerlässlichkeit eines bestimmten Versorgers – für Zeiträume zu berechnen, die den kurzfristigen Kontrakten des Energiemarktes entsprechen. Typischerweise handelte es sich dabei um Kontrakte über Stromlieferungen an einzelnen Stunden, mittlerweile werden auch Stromlieferungen zu einzelnen Viertelstunden gehandelt. Wird der RSI für diese Zeitpunkte berechnet, so gibt er ein Bild davon, ob ein bestimmter Versorger in den entsprechenden Momenten Anreize und Möglichkeiten besitzt, um den Marktpreis der jeweiligen Kontrakte unilateral zu beeinflussen.

50. Zu berücksichtigen ist allerdings, dass mit dem RSI nur bestimmte Situationen möglicher Kapazitätszurückhaltung erfasst werden, die meist bei hoher Nachfrage nach Strom auftreten und erhebliche Preiserhöhungen zur Folge haben können. Es kann aber auch darüber hinaus Anreize und Möglichkeiten zur Kapazitätszurückhaltung geben. Dies betrifft allgemein solche Situationen, in denen eine Zurückhaltung von Kapazität für einen Versorger profitabel ist, weil die daraus folgende Preiserhöhung entgangene Gewinne überkompensiert. Dies setzt nicht zwingend die Unerlässlichkeit des Versorgers voraus, sondern hängt auch von der in einer Situation induzierten Preiserhöhung und den konkret zur Verfügung stehenden Kapazitäten des Versorgers ab.³⁷ Der Return on Withholding Capacity Index (RWC) könnte den RSI daher geeignet ergänzen. Dieser Index wird ebenfalls für einzelne Zeitpunkte berechnet.³⁸

51. Wird eine kritische Situation anhand der spezifischen Marktmachtindizes wie dem RSI festgestellt, handelt es sich theoretisch betrachtet um Marktmacht eines Versorgers bei den entsprechenden Stunden- bzw. Viertelstundenkontrakten. Der Versorger besitzt somit die Möglichkeit, die Marktpreise für die jeweiligen Kontrakte gewinnbringend anzuheben. Allerdings ist die Betrachtung sehr kurzer Zeiträume bei der Feststellung der Marktbeherrschung im Kartellrecht eher ungewöhnlich.³⁹ Das Bundeskartellamt hatte deshalb in seiner Sektoruntersuchung eine auf Kalenderjahre basierende Betrachtung gewählt. Wird die Marktbeherrschung jedoch an einem Kalenderjahr festgemacht, so hat dies im Stromgroßhandel automatisch zur Folge, dass verschiedene marktstrukturelle Konstellationen mit mehr oder weniger Marktmacht des betrachteten Unternehmens zusammengefasst werden. Die Frage, wie oft Marktmacht in einem Jahr auftreten darf, damit die Schwelle der kartellrechtlichen Marktbe-

³⁵ Ebenda, Rn. 49.

³⁶ Insbesondere sind dies eine kontinuierlich schwankende und dabei stets kaum preissensible (Real-time-)Nachfrage nach Strom sowie gleichzeitig feststehende Erzeugungskapazitäten.

³⁷ Eben solche Situationen beschreibt das Bundeskartellamt in seiner Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel bei seiner Darstellung der Kapazitätszurückhaltung: Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, a. a. O., S. 115 ff.

³⁸ Bataille, M., Bodnar, O., Steinmetz, A., Thorwarth, S., Screening instruments for monitoring market power — The Return on Withholding Capacity Index (RWC), *Energy Economics*, Volume 81, 2019, <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.03.011>, S. 227-237. Siehe zur Anwendung des Index auch: Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie (Sondergutachten 77), a. a. O., Abschnitt 2.3.4, Tz. 117 ff.

³⁹ Die Abgrenzung eines „zeitlich relevanten Marktes“ ist allerdings kartellrechtlich auch keineswegs ausgeschlossen.

herrschaft überschritten wird, lässt sich aus Ermangelung eines Kriteriums nicht wissenschaftlich beantworten. Ökonomisch betrachtet kann es, wie zuvor dargestellt, bereits bei einer einzelnen Situation zu einem überhöhten Marktpreis kommen, der aufgrund der hohen Volumina des Strommarktes auch erhebliche finanzielle Bedeutung haben kann.⁴⁰ Das Bundeskartellamt hat in seiner Sektoruntersuchung derweil eine Schwelle von 5 Prozent der Stunden eines Jahres angesetzt und diese im Entwurf eines Leitfadens grundsätzlich beibehalten.⁴¹

52. Die Monopolkommission empfiehlt demgegenüber weiterhin, primär aus den folgenden Gründen, die Märkte zeitlich auf Basis der kurzfristigen Kontrakte am Energiemarkt abzugrenzen:⁴²

- Zum einen führt die Jahresbetrachtung zu erheblichen Risiken für die Markteffizienz, wenn marktmächtige Versorger mehrere hundert Stunden im Jahr⁴³ Kapazität zurückhalten und so die Preise anheben können, ohne dabei dem kartellrechtlichen Missbrauchsverbot zu unterliegen. Hierdurch kann eine Situation entstehen, bei der am Markt langfristig Überkapazitäten finanziert werden.⁴⁴
- Zum anderen prüft das Bundeskartellamt, ob ein missbräuchliches Verhalten vorliegt, indem es feststellt, ob Kapazität in einzelnen Stunden oder Viertelstunden zurückgehalten wurde (vgl. auch Abschnitt 2.3.3). Es wählt bei der Prüfung des missbräuchlichen Verhaltens demnach aus guten Gründen ebenfalls die kurzfristige Betrachtung einzelner Kontrakte. Wird bei der vorausgehenden Prüfung der Marktbeherrschung stattdessen aber die Jahresbetrachtung gewählt, so führt dies zu der paradoxen Situation, dass die Normadressateneigenschaft eines Versorgers in Bezug auf seine Handelsaktivitäten im Frühjahr eines Jahres davon abhängig sein kann, wie sich zufällige Faktoren in den späteren Jahresmonaten entwickeln. Dies betrifft z. B. meteorologisch-stochastische Bedingungen. Kommt es z. B. im Herbst desselben Jahres zu längeren sog. Dunkelflauten⁴⁵ und entsprechender Stromknappheit wegen geringer Einspeisung der erneuerbaren Energien, kann dies dazu führen, dass der Versorger den vom Bundeskartellamt gesetzten Schwellenwert überschreitet und somit rückwirkend für ein Verhalten im Frühjahr belangt werden kann.

53. In den Konsultationen, die das Bundeskartellamt im Rahmen der Erstellung eines Leitfadens für die Missbrauchsaufsicht durchgeführt hat, haben sich die Marktakteure überwiegend gegen die strengere kurzfristigere Betrachtung der Marktbeherrschung ausgesprochen.⁴⁶ Zugleich favorisieren vor allem die sich beteiligenden Energieversorger und Verbände die generalisierende Betrachtung über ein Kalenderjahr oder schlagen sogar vor, den Zeitraum auf mehrere Kalenderjahre auszuweiten.

54. Die Vorbehalte der Monopolkommission werden indes durch die im Entwurf des Leitfadens dargelegten Argumente für die jahresbasierte Abgrenzung nicht ausgeräumt. So wird argumentiert, gegen die kurzfristige Betrachtung spreche, dass erst ein „Ausmaß an Marktmacht“ erforderlich sei, das „die Anwendung der kartellrechtli-

⁴⁰ Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie (Sondergutachten 77), a. a. O., Tz. 76, insbesondere Fußnote 98.

⁴¹ BKartA, BNetzA, Entwurf eines Leitfadens für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht, a. a. O., Rn. 49. Die Schwelle wird vom Bundeskartellamt damit begründet, dass er „dem allgemein in der wissenschaftlichen Debatte verwendeten Wert“ entspreche. Tatsächlich nennt das Bundeskartellamt für diese Ansicht keine Quellen. Eine wissenschaftliche Debatte die die Höhe des Schellenwertes zum Gegenstand hat, erscheint aber fernliegend, da es an einer quantifizierbare Zielgröße für ein „Ausmaß von Marktmacht“ fehlt, auf das sich der juristische Begriff der „Marktbeherrschung“ beziehen könnte.

⁴² So auch schon: Monopolkommission, 5. Sektorgutachten Energie (Sondergutachten 71), a. a. O., Tz. 416; Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie (Sondergutachten 77), a. a. O., Tz. 74 ff.

⁴³ Die Schwelle von fünf Prozent der Jahresstunden entspricht in einem Nicht-Schaltjahr 438 Stunden.

⁴⁴ Vgl. auch Tz. 30.

⁴⁵ Der Begriff Dunkelflauten kennzeichnet Zeiträume geringer Sonneneinstrahlung bei gleichzeitig geringem Wind, die oftmals in der Winterjahreshälfte auftreten. Aufgrund der geringen Erzeugung aus Wind- und Solarstrom steigt der Bedarf nach konventioneller Stromerzeugung an.

⁴⁶ Eine Ausnahme betrifft die Stellungnahme des EWeRK in der vom Bundeskartellamt 2016 durchgeführten Konsultation. Die Autoren stellen zudem fest: „Wir glauben deshalb, dass es auf der Grundlage des geltenden nationalen und europäischen Kartellrechtes nicht möglich ist, den Markt durch eine Stundenbündelung sachlich/ zeitlich abzugrenzen. Der Grund dafür ist, dass es diese Bündelung im Preisbildungsmechanismus der Börse nicht gibt.“ Vgl. auch Schwintowski, H.-P., Klaue, S., Sauer, M., Missbräuchliche Zurückhaltung von Stromerzeugungskapazitäten, EWeRK 6/2016, S. 383 ff.

chen Missbrauchsvorschriften verhältnismäßig erscheinen lässt“.⁴⁷ Außerdem stelle auch § 18 Abs. 3 GWB auf längerfristige strukturelle Faktoren ab, die mit dauerhaften Verhaltensspielräumen korrespondieren. Dem ist entgegenzuhalten, dass die in § 18 Abs. 1 GWB genannten Voraussetzungen der Marktbeherrschung auch in kurzen Zeiträumen vorliegen können. Unter den dabei gemäß Absatz 3 „insbesondere“ zu beachtenden Faktoren sind auch solche, die eine kurzfristige Betrachtung in der Frage der Abgrenzung der Stromgroßhandelsmärkte unterstützen. So wird z. B. in Ziff. 8 auch die Möglichkeit der Marktgegenseite genannt, auf andere Unternehmen auszuweichen. Weil sich diese Ausweichmöglichkeiten bei den kurzfristigen Kontrakten an der Strombörse erheblich unterscheiden können, kommt es auch zu entsprechend kurzfristigen Veränderungen bei der Beantwortung der Frage, welche Marktstellung das Unternehmen besitzt.⁴⁸

55. Sofern das Bundeskartellamt allerdings weiterhin an der jahresbasierten Betrachtung festhält, sollte dabei zumindest nicht auf ein konkretes Kalenderjahr abgestellt, sondern eine rollierende Betrachtung vorgenommen werden. So ließe sich das in Tz. 52 dargestellte Transparenzproblem (2. Aufzählungspunkt) ausräumen, wenn die Marktbeherrschung auf die 365 Kalendertage⁴⁹ abstellen würde, die einem konkreten Missbrauchsvorwurf vorausgehen. Wird einem Unternehmen z. B. ein Missbrauch am 24. März eines Jahres vorgeworfen, würde somit der Zeitraum vom 25. März des Vorjahres bis zum 24. März, an dem der konkrete Vorwurf erfolgt, in die Bewertung der Marktbeherrschung einbezogen. Im Rahmen einer heute üblichen elektronischen Auswertung entsprechender Indizes dürfte auch kein zusätzlicher Aufwand entstehen, der gegen eine rollierende Betrachtung sprechen könnte. Zugleich gäbe sie aber den Unternehmen eine bessere Möglichkeit, ihre eigene Marktstellung zu einem bestimmten Handelszeitpunkt einzuschätzen, da es nicht mehr erforderlich wäre, unbekannte und in der Zukunft liegende Faktoren einzubeziehen. Schließlich empfiehlt die Monopolkommission dem Bundeskartellamt, in dem erwarteten ersten Marktmachtbericht weitere Marktmachtindikatoren in seiner Betrachtung zu berücksichtigen und somit ein breiteres Bild über die Wettbewerbsverhältnisse darzustellen.

2.3.3 Vorgehen bei der Missbrauchsprüfung konkretisieren

56. Die im Leitfaden thematisierte Prüfung eines missbräuchlichen Verhaltens auf dem Erstabatzmarkt zielt auf einen sog. Ausbeutungsmissbrauch. Das heißt, das Bundeskartellamt prüft ob ein Marktakteur seine marktbeherrschende Stellung dazu eingesetzt hat, die Preise am Stromerzeugungsmarkt für die Kunden auf ein suprakompetitives Niveau zu heben. Wie bereits zuvor erläutert,⁵⁰ prüft das Bundeskartellamt deshalb, ob eine sog. Kapazitätszurückhaltung erfolgt ist.⁵¹ Setzt ein Energieversorger einen Kraftwerksblock nicht ein, der seine Inkrementalkosten (das Bundeskartellamt bezeichnet diese als Grenzkosten)⁵² bei einem Einsatz hätte erwirtschaften können, wird dieses Verhalten als Anhaltspunkt für missbräuchliches Verhalten gewertet, weil es bei wirksamem Wettbe-

⁴⁷ BKartA, BNetzA, Entwurf eines Leitfadens für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht, a. a. O., Rn. 48.

⁴⁸ Es ist im Übrigen darauf hinzuweisen, dass die vorgeschlagene zeitliche Abgrenzung der Märkte auf Basis der kurzfristigen Produkte des Energiemarktes auch nicht dazu führen würde, dass das Bundeskartellamt danach jedwede noch so geringfügige Kapazitätszurückhaltung auf dem Wege der Missbrauchsaufsicht verfolgen und sanktionieren müsste bzw. würde. Denn bereits entsprechend des aktuellen Leitfadenentwurfs lässt sich das Bundeskartellamt einen diskretionären Spielraum, um bei einem „zu geringen Umfang“ eines Missbrauchs von einer Verfolgung abzusehen. Vgl. BKartA, BNetzA, Entwurf eines Leitfadens für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht, A. a. O., Rn. 57.

⁴⁹ Im Schaltjahr 366 Kalendertage.

⁵⁰ Vgl. Tz. 31.

⁵¹ Zu den Formen und Auswirkungen von Kapazitätszurückhaltung vgl. Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie (Sondergutachten 77), a. a. O., Tz. 64 ff.

⁵² Vgl. zu den Begriffsdefinitionen auch Fußnote 18.

werb nicht zu erwarten gewesen wäre. Die Inkrementalkosten der Kraftwerke werden dazu mit den Preisen aus der entsprechenden Day-ahead-Auktion verglichen.⁵³

57. Gegenüber der Sektoruntersuchung hat sich das Bundeskartellamt im Entwurf des Leitfadens zusätzlich mit der Frage auseinandergesetzt, wie es im Zusammenhang mit der beschriebenen Prüfung mit dem Intraday-Markt umgeht. Durch den Vergleich der Inkrementalkosten mit vortägigen Preisen bleibt die Möglichkeit außer Acht, dass eine Kapazität marktkonform deshalb nicht eingesetzt wurde, weil es am Liefertag noch zu Preissenkungen gekommen ist.⁵⁴ Weiter wäre es möglich, dass ein Anbieter erst auf dem Intraday-Markt Kapazität zurückhält und den Preis hierdurch hochtreibt. Ersteres Problem adressiert das Bundeskartellamt, indem es sog. „Make-or-buy-Entscheidungen“⁵⁵ am Intraday-Markt als sachliche Rechtfertigung zulässt. Geprüft werden soll dies im Rahmen einer Analyse der tatsächlichen Gebote am Intraday-Markt, die der Markttransparenzstelle zur Verfügung stehen. Eine mögliche Kapazitätszurückhaltung auf dem Intraday-Markt wird im Leitfaden ebenfalls als missbräuchlich charakterisiert; das Amt geht auf eine mögliche Überprüfung jedoch nicht detaillierter ein.

58. Bei anderen Problemstellungen verweist das Bundeskartellamt im Entwurf des Leitfadens auf die Sektoruntersuchung aus 2011, ohne offene Fragen weitergehend zu konkretisieren. Die Monopolkommission hatte in früheren Gutachten verschiedene Punkte angesprochen. Zu empfehlen ist, diese im endgültigen Leitfaden zu adressieren:

- Bleiben bestimmte wesentliche Berechnungsgrundlagen der Inkrementalkosten unklar, fehlt es den Unternehmen an hinreichender Transparenz darüber, welches Einsatzverhalten ihrer Kraftwerke als missbräuchlich bewertet werden könnte. Hinreichend klar ist insbesondere die Heranziehung der Brennstoffeinsatzkosten. Unklar ist jedoch z. B., welche Form der Berechnung der Opportunitätskosten bei Pump- oder Speicherwasserkraftwerken im Fall einer kartellrechtlichen Prüfung als zulässig betrachtet wird.⁵⁶
- Die Missbrauchsprüfung weist zudem Schwächen auf, wenn Kraftwerke die aus technischen Gründen ausfallen, im Rahmen des Kostenvergleichs ausgeschlossen bleiben, ohne dass zugleich ein Konzept zur Überprüfung solcher Ausfälle vorliegt. In diesem Fall wäre es naheliegend, dass ein Anbieter, der Kapazität zurückhält, die Zurückhaltung stets als technisch bedingten Ausfall deklariert.⁵⁷ Dieses Problem sollte in dem Leitfaden zumindest soweit thematisiert werden, dass das Bundeskartellamt darauf hinweist, im Fall einer Untersuchung auch die technischen Ausfälle zu überprüfen.⁵⁸

2.3.4 Kostenunterdeckung als sachliche Rechtfertigung überprüfen

59. Das Bundeskartellamt beschreibt in seinem Entwurf eines Leitfadens, dass auch die Kapazitätszurückhaltung eines marktbeherrschenden Unternehmens im Einzelfall sachlich gerechtfertigt sein könne. Es kämen grundsätz-

⁵³ Der Nichteinsatz eines Kraftwerks, das seine Inkrementalkosten gedeckt hätte, wird dabei, je nach Durchführungsform der Zurückhaltung, als physische bzw. finanzielle Kapazitätszurückhaltung eingestuft. Vgl. BKartA, BNetzA, Entwurf eines Leitfadens für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht, a. a. O., Rn. 51.

⁵⁴ Die Monopolkommission hatte dieses Problem bereits in ihrem 6. Sektorgutachten aus 2017 thematisiert. Vgl. Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie (Sondergutachten 77), a. a. O., Tz. 81.

⁵⁵ „Make-or-buy“ am Intraday-Markt bezeichnet die Entscheidung eines Unternehmens, entweder ein konkretes eigenes Kraftwerk zur Erfüllung einer Lieferverpflichtung einzusetzen oder stattdessen den benötigten Strom zuzukaufen.

⁵⁶ Siehe auch Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie (Sondergutachten 77), a. a. O., Tz. 81.

⁵⁷ Vgl. Fogelberg, S., Lazarczyk, E., Strategic withholding through production failures, SSRN Electronic Journal, 2014, <https://doi.org/10.2139/ssrn.2430714>; Bergler, J., Heim, S., Hüschelrath, K., Strategic capacity withholding through failures in the German-Austrian electricity market, Energy Policy, Vol. 102, 2017, S. 210 ff. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.12.017>.

⁵⁸ Im Entwurf des Leitfadens wird im Teil zur kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht lediglich darauf hingewiesen, dass Kraftwerke die wegen technischer Restriktionen nicht zur Verfügung stehen sowohl bei der Berechnung des RSI als auch bei der Prüfung des Missbrauchsvorwurfs herausgerechnet wurden (Rn. 46 und 52). Interessant erscheint allerdings die Tatsache, dass eine Kapazitätszurückhaltung auf Basis einer technischen Restriktion offenbar als verbotener Tatbestand im Rahmen der REMIT-Verordnung gesehen wird und in diesem Fall durch die Bundesnetzagentur verfolgt werden könnte (Rn. 70). Hier wäre eine Abstimmung des Leitfadens durch die beiden Institutionen wünschenswert. Vgl. BKartA, BNetzA, Entwurf eines Leitfadens für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht, a. a. O.

lich verschiedene sachliche Rechtfertigungsgründe infrage, die im Entwurf des Leitfadens nicht abschließend ausgeführt werden. Für die Effizienz des Energiemarktes von besonderer Bedeutung erscheint allerdings ein spezifischer Rechtfertigungsgrund, der sich auf die Kosten eines Unternehmens bezieht. So hält das Bundeskartellamt an seiner bereits im Bericht zur Sektoruntersuchung vertretenen Ansicht fest, dass die fehlende Vollkostendeckung für den Kraftwerkspark eines Anbieters aus allen Vermarktungswegen eine Kapazitätszurückhaltung sachlich rechtfertigen kann.⁵⁹

60. Es ist allerdings zu berücksichtigen, dass die Anerkennung einer Vollkostenunterdeckung als sachliche Rechtfertigung dazu beitragen kann, dass am Markt Überkapazitäten finanziert werden. Auf einem durch wirksamen Wettbewerb gekennzeichneten Energiemarkt könnten solche Überkapazitäten nur vorübergehend auftreten. Aufgrund der zu hohen Kapazitätsausstattung wäre Strom nicht knapp und der Marktpreis läge niedrig. In dieser Situation würden einzelne Kraftwerke die Rentabilitätsgrenze nicht mehr erreichen. Der niedrige Marktpreis hätte so lange Bestand, bis nach und nach unrentable Kraftwerke bzw. Kraftwerksblöcke stillgelegt würden und die effiziente Kapazitätsausstattung wieder hergestellt ist. Dieser notwendige Mechanismus wird allerdings außer Kraft gesetzt, wenn es einem Anbieter möglich ist, den Preis durch Kapazitätszurückhaltung anzuheben und er sein Verhalten mit der Rentabilität seines kompletten Kraftwerkspark rechtfertigen kann. Auf diese Weise werden die erforderlichen Preissignale verfälscht und die Überkapazität wird finanziert und aufrechterhalten.

61. Zwar erklärt das Bundeskartellamt in seinem Entwurf eines Leitfadens auch, dass es um „effiziente Kosten“ gehe.⁶⁰ Denkbar wäre deshalb, dass auch bei einem einzelnen Versorger nicht einfach sämtliche Kraftwerke bei der Berechnung seiner Vollkosten berücksichtigt werden dürfen. Allerdings lässt sich aus der Feststellung, dass am Markt grundsätzlich Überkapazitäten vorhanden sind, nicht auf die Effizienz einzelner Kraftwerke eines konkreten Stromanbieters schließen. Insbesondere reicht es nicht, die mögliche Effizienz eines Kraftwerks auf Basis seiner zu einem jeweiligen Zeitpunkt kurzfristig bestehenden Rentabilität zu bewerten, weil sich die in einem effizienten Marktzustand finanzierbaren Kraftwerke erst nach einer Marktberreinigung zeigen. Lässt sich aber nicht nachweisen, welche die effizienten Kosten eines Anbieters sind, stellt sich die Frage, ob diese Unsicherheit zulasten des Anbieters oder der Kartellbehörde gehen muss. Im ersteren Fall wäre die Vollkostendeckung als sachliche Rechtfertigung obsolet, im letzteren Fall käme es hingegen zu den beschriebenen Einschränkungen für die Kapazitätssteuerung des Energiemarktes.

62. Legt man die Einschätzung des Bundeskartellamts im Entwurf des Leitfadens zugrunde, wonach der Fall einer missbräuchlichen Kapazitätszurückhaltung einen Ausbeutungsmissbrauch gemäß Art. 102 AEUV sowie § 19 und ggf. 29 GWB darstellen kann, sind folgende rechtlichen Überlegungen zu berücksichtigen.

63. Eine missbräuchliche Kapazitätszurückhaltung als Ausbeutungsmissbrauch könnte in erster Linie von Art. 102 Satz 1, Satz 2 lit. b und möglicherweise Satz 2 lit. a AEUV erfasst sein.⁶¹ Anhand der Rechtsprechung des Gerichtshofs der Europäischen Union zu Art. 102 AEUV und der bisherigen Praxis der Europäischen Kommission gibt es, soweit ersichtlich, keine Anhaltspunkte, die auf eine obligatorische Prüfung der Vollkostendeckung durch die Kartellbehörde im Rahmen der sachlichen Rechtfertigung auf dem Stromgroßhandelsmarkt hinweisen würden.⁶² Die Europäische Kommission hat sich in ihrer Prioritätenmitteilung zu Art. 102 AEUV (ex-Art. 82 EGV) auf den Behinderungsmissbrauch konzentriert, weshalb klare Vorgaben, inwieweit ein Ausbeutungsmissbrauchvorwurf durch das marktbeherrschende Unternehmen sachlich gerechtfertigt sein kann, fehlen. Die Rechtsprechung zu Rechtferti-

⁵⁹ Leitfaden, Rn. 59.

⁶⁰ Leitfaden, Rn. 60.

⁶¹ Nach Art. 3 Abs. 1 VO 1/2003 hat die mitgliedstaatliche Behörde unter den dort genannten Umständen zwingend Art. 102 AEUV neben nationalem Missbrauchsrecht anzuwenden. Nach Art. 3 Abs. 2 VO 1/2003 setzt sich bei paralleler Anwendbarkeit der europäischen und nationalen Missbrauchsaufsicht das strengere Recht durch.

⁶² Auch die Entscheidung der Europäischen Kommission vom 26. November 2008, COMP/39.388 – Deutscher Stromgroßhandelsmarkt – und COMP/39.389 – Deutscher Regelenergiemarkt – enthält keine Ausführungen zur sachlichen Rechtfertigung.

gungsgründen im Rahmen des Art. 102 AEUV ist einer Systematisierung nicht ohne Weiteres zugänglich.⁶³ Es lässt sich aber allgemein unterscheiden zwischen einer Rechtfertigung aus außerhalb des marktbeherrschenden Unternehmens liegenden (objektiven) Gründen und – unter ähnlichen Voraussetzungen wie in Art. 101 Abs. 3 AEUV – aus Effizienzgründen. Zu den objektiv notwendigen Gründen zählen etwa Versorgungsengpässe bei Rohstoffen. Die Wahrnehmung eigener kommerzieller Interessen durch das Unternehmen ist jedenfalls dann kein objektiver Rechtfertigungsgrund, wenn diese gerade auf eine Verstärkung der beherrschenden Stellung und deren Missbrauch abzielt.⁶⁴ Vor diesem Hintergrund erscheint es eher zweifelhaft, dass eine Vollkostenunterdeckung im Rahmen der Missbrauchsaufsicht über eine Kapazitätszurückhaltung vom Gerichtshof der Europäischen Union als Rechtfertigungsgrund anerkannt werden würde.

64. Im Rahmen des § 19 GWB lässt sich das Fordern überhöhter Preise als Ergebnis einer Kapazitätszurückhaltung als Preishöhenmissbrauch im Sinne des § 19 Abs. 2 Nr. 2 GWB und gegebenenfalls von der Generalklausel des § 19 Abs. 1 GWB fassen. Was die Frage anbelangt, ob die Kartellbehörde überhaupt verpflichtet ist, eine Kostenunterdeckung zu prüfen, bietet bislang – soweit ersichtlich – die einschlägige Fallpraxis kaum Anhaltspunkte. Im Fall TEAG Thüringer Energie AG vertrat das Bundeskartellamt die Auffassung, die Vorschrift des § 19 Abs. 4 Nr. 2 a.F. GWB (§ 19 Abs. 2 Nr. 2 n. F. GWB) sehe – anders als § 19 Abs. 4 Nr. 1 und Nr. 3 a.F. GWB (§ 19 Abs. 2 Nr. 1 und 3 n. F. GWB) – nicht vor, dass der Preisüberhöhungsmisbrauch durch einen sachlichen Grund gerechtfertigt sein könne.⁶⁵ Dementsprechend könnten auch § 19 Abs. 2 Nr. 2 GWB und ggf. die Generalklausel des § 19 Abs. 1 GWB so interpretiert werden, dass das Bundeskartellamt keine Kostenunterdeckung prüfen müsste, da nach dem Wortlaut dieser Vorschriften eine sachliche Rechtfertigung nicht ausdrücklich vorgesehen ist.

65. Für die Fallgruppe der Preisspaltung nach § 19 Abs. 2 Nr. 3 GWB, bei der eine Rechtfertigungsmöglichkeit ausdrücklich im Gesetz vorgesehen ist, hat der BGH entschieden, dass eine sachliche Rechtfertigung eines Preisunterschiedes u. a. darin liegen kann, dass auch das höhere Entgelt nicht einmal die Selbstkosten des marktbeherrschenden Unternehmens deckt, sondern dieses vielmehr Verluste erleidet, welche in anderer Weise ausgeglichen werden müssen. Allerdings komme eine Rechtfertigung auf dieser Grundlage nur in Betracht, wenn etwaige Rationalisierungsreserven von dem marktbeherrschenden Unternehmen ausgeschöpft worden seien. Zudem müssen die für den beherrschten Markt ausgewiesenen Verluste auf objektiven, für jeden anderen Anbieter gleichermaßen wirksam werdenden Umständen beruhen.⁶⁶

66. Fraglich ist jedoch, ob der vom BGH für das Vergleichsmarktkonzept anerkannte Rechtfertigungsgrund einer Unterdeckung der effizienten Kosten ohne weiteres auf die Missbrauchskontrolle im Rahmen einer Kapazitätszurückhaltung übertragen werden kann. Dem Vergleichsmarktkonzept ist die konzeptionelle Schwäche inhärent, dass die herangezogenen Vergleichsmärkte in aller Regel nicht vollständig vergleichbar sind, was sich häufig in strukturell unterschiedlichen Kosten widerspiegelt. So führen z. B. auf dem Wasserversorgungsmarkt topografische Unterschiede zu unterschiedlichen Kosten für die Wasserförderung und Leitungsverlegung, die im Rahmen des Vergleichsmarktkonzepts zusätzlich zu berücksichtigen sind. In anderen Fällen können unterschiedliche Wettbewerbsbedingungen auf verschiedenen Märkten dazu führen, dass ein Unternehmen auf einem dieser Märkte unter den Kosten anbieten muss. Wenn die effizienten Kosten auf einem Markt nicht gedeckt werden, kann das ein Beleg für die Korrekturbedürftigkeit des Vergleichsmarktkonzepts im Einzelfall sein.

⁶³ Bulst in: Langen/Bunte, Kartellrecht, Bd. 2: Europäisches Kartellrecht, 13. Aufl., 2018, Art. 102 AEUV, Rn. 139. Vgl. auch EU-Kommission, Mitteilung über die Prioritäten der Kommission bei der Anwendung von Artikel 82 des EG-Vertrags auf Fälle von Behinderungsmisbrauch durch marktbeherrschende Unternehmen, ABl. C 45, 24. Februar 2009, S. 7, Rn. 28.

⁶⁴ EuGH, Urteil vom 16. September 2008, C-468/06 bis C-478/06 – Sot. Léloucas u. a., ECLI:EU:C:2008:504, Rz. 50; Bulst in: Langen/Bunte, Kartellrecht, Bd. 2: Europäisches Kartellrecht, 13. Aufl., 2018, Art. 102 AEUV, Rn. 142.

⁶⁵ BKartA, Beschluss vom 14. Februar 2003, Az.: B 11- 40100 - T - 45/01 – TEAG, Tz. 136; „Selbst wenn man unter Hinweis auf die – allerdings zu § 19 Abs. 4 Nr. 3 GWB ergangene – BGH Entscheidung zur "Flugpreisspaltung"(72) eine sachliche Rechtfertigung als ungeschriebenes Tatbestandsmerkmal berücksichtigen wollte, sind nach derzeitigem Kenntnisstand keine Gründe erkennbar, die zu einer sachlichen Rechtfertigung der von der Beschlussabteilung als missbräuchlich erachteten Kostenpositionen beitragen könnten. Entsprechende Rechtfertigungsgründe sind auch bislang von der TEAG nicht vorgetragen worden.“

⁶⁶ BGH, Beschluss vom 22. Juli 1999, KVR 12/98 – Flugpreisspaltung, WuW/E DE-R 375.

67. Das auf einer Kostenkontrolle basierende Kapazitätszurückhaltungskonzept weist das Problem der unvollständigen Vergleichbarkeit hingegen nicht auf.⁶⁷ Vielmehr ist hier zu prüfen, ob eine konkrete Produktionsanlage nicht eingesetzt wird, obwohl die Produktionsstückkosten dieser Anlage niedriger waren als der Marktpreis. Ist dies der Fall, deutet das auf Kapazitätszurückhaltung hin, denn ein rationaler Anbieter im Wettbewerb setzt solche Anlagen ein, die Deckungsbeiträge erwirtschaften. Es erscheint daher nicht sinnvoll, dieses Konzept durch ein anderes kostenbasiertes Konzept – der Unterdeckung effizienter Vollkosten des gesamten Kraftwerksparks – zu ergänzen. Zudem ließe sich die Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs, wonach eine Kostenunterdeckung nur nach Ausschöpfung aller Rationalisierungspotenziale in Betracht kommt, so interpretieren, dass eine Kostenunterdeckung als sachliche Rechtfertigung für eine Kapazitätszurückhaltung nicht angeführt werden kann, wenn dadurch ineffiziente Kraftwerke (d. h. Überkapazitäten) finanziert werden.⁶⁸

68. Sollte das Bundeskartellamt in künftigen auf dem Kapazitätszurückhaltungskonzept basierenden Missbrauchsverfahren dennoch eine Kostenunterdeckung als sachliche Rechtfertigung anerkennen, stellt sich die weitere Frage nach der Beweislastverteilung. Relevant ist dies insbesondere vor dem Hintergrund, dass nur die Kosten effizienter Kraftwerke den Vollkosten zugerechnet werden dürfen und sich hier zugleich grundsätzliche Nachweisprobleme ergeben.

69. Im Rahmen des Art. 102 AEUV obliegt es nach ständiger Rechtsprechung des Gerichtshofs der Europäischen Union dem marktbeherrschenden Unternehmen, alle Beweise vorzulegen, die notwendig sind um nachzuweisen, dass sein Verhalten objektiv gerechtfertigt ist.⁶⁹ Zwar trägt die Europäische Kommission die Beweislast für das Vorliegen der Umstände, aus denen sich ein Verstoß gegen das Missbrauchsverbot ergibt. Es ist jedoch Sache des betroffenen beherrschenden Unternehmens, im Verwaltungsverfahren Rechtfertigungsgründe vorzutragen. Dann hat die EU-Kommission, wenn sie einen Missbrauch einer beherrschenden Stellung feststellen will, darzutun, dass die von dem Unternehmen vorgebrachten Argumente und Beweise nicht stichhaltig sind. Ein Verstoß gegen das Missbrauchsverbot gilt als erwiesen, wenn das Gericht die von dem Unternehmen vorgelegten Beweise überprüft hat und zu einem „non liquet“ kommt.⁷⁰

70. Für die Beweislast bei der sachlichen Rechtfertigung im Rahmen von § 19 Abs. 2 Nr. 2 GWB sieht die Vorschrift keine Regelung vor. Es ist daher offen, wer die materielle Beweislast trägt.⁷¹ Im Verwaltungsverfahren trifft das Unternehmen für Umstände, die in seiner Sphäre liegen, jedenfalls eine gesteigerte Mitwirkungspflicht. Diese Pflicht wird durch das Auskunftsverlangen nach § 59 Abs. 1 GWB konkretisiert.⁷² Das Unternehmen hat der Kar-

⁶⁷ Bei der Prüfung einer Kapazitätszurückhaltung auf dem Stromgroßhandelsmarkt dürfte eine Vergleichsmarktbetrachtung im Rahmen der Missbrauchsaufsicht ausscheiden, da es an vergleichbaren Märkten fehlt.

⁶⁸ Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie (Sondergutachten 77), Energie 2017: Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden, Baden-Baden 2017, Rz. 85.

⁶⁹ EuGH, Urteil vom 27. März 2012, C-209/10 – Post Danmark/Konkurrenzerådet, ECLI:EU:C:2012:172, Rz. 42: „das Unternehmen in beherrschender Stellung hat nachzuweisen, dass die durch das betreffende Verhalten möglicherweise eintretenden Effizienzvorteile wahrscheinlich negative Auswirkungen auf den Wettbewerb und die Interessen der Verbraucher auf den betroffenen Märkten ausgleichen, dass diese Effizienzvorteile durch das genannte Verhalten erzielt worden sind oder erzielt werden können und dass dieses Verhalten für das Erreichen der Effizienzvorteile notwendig ist und einen wirksamen Wettbewerb nicht ausschaltet, indem es alle oder die meisten bestehenden Quellen tatsächlichen oder potenziellen Wettbewerbs zum Versiegen bringt.“; EuGH, Urteil vom 3. Oktober 1985, C-311/84 – CBEM/CLT und IPB, ECLI:EU:C:1985:394, Rz. 27; EuGH, Urteil vom 15. März 2007, C-95/04 – British Airways/Kommission, Rz. 86; EuGH, Urteil vom 17. Februar 2011, C-52/09 – TeliaSonera Sverige, EC-LI:EU:C:2011:83, Rz. 76. Ebenso EU-Kommission, Mitteilung über die Prioritäten der Kommission bei der Anwendung von Artikel 82 des EG-Vertrags auf Fälle von Behinderungsmissbrauch durch marktbeherrschende Unternehmen, ABl. C 45, 24. Februar 2009, S. 7, Rn. 31. Jedenfalls hat die Europäische Kommission diese Auffassung ausdrücklich in Bezug auf den Behinderungsmissbrauch vertreten.

⁷⁰ Bulst in: Langen/Bunte, Kartellrecht, Bd. 2: Europäisches Kartellrecht, 13. Aufl., 2018, Art. 102 AEUV, Rn. 146, 152, 153.

⁷¹ Bechtold in: Bechtold/Bosch, GWB, 8. Aufl., 2018, § 19 Rn. 56. Für eine materielle Beweislast des marktbeherrschenden Unternehmens Fuchs/Möschel in: Immenga/Mestmäcker, Wettbewerbsrecht, Bd. 2: GWB, 5. Aufl., München 2012, § 19 Rn. 280; ebenso jedenfalls bei rechtfertigenden unternehmensinternen Umständen Wolf in: Münchener Kommentar, Europäisches und Deutsches Wettbewerbsrecht: Bd. 2: Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB), 2. Aufl. 2015, § 19 Rn. 37.

⁷² BGH, Beschluss vom 22. Juli 1999, KVR 12/98 – Flugpreisspaltung, WuW/E DE-R 375; ders., Beschluss vom 9. Juli 2019, KZR 110/18, ECLI:DE:BGH:2019:090719BKZR110.18.0, Rz. 24

tellbehörde die Daten aus seinem Einwirkungsbereich zu übermitteln, die sich die Behörde nicht auf anderem zumutbaren Wege beschaffen kann.⁷³ Denn betriebsinterne Informationen hinsichtlich der Kalkulationsgrundlagen und der Aufschlüsselung von Kosten können am schnellsten von dem betroffenen Unternehmen bereitgestellt werden. Diese Grundsätze gelten auch im Rahmen eines Preismissbrauchsverfahrens auf dem Stromgroßhandelsmarkt für den Nachweis der Kostenunterdeckung und der Ausschöpfung aller Rationalisierungsreserven. Verweigert das Unternehmen eine derartige Mitwirkung, kann die Kartellbehörde daraus im Rahmen der freien Beweiswürdigung Schlüsse ziehen: Im Einzelfall kann sie dabei zu dem Ergebnis kommen, dass eine bestimmte Tatsache wegen der verweigerter Mitwirkung des Unternehmens als bewiesen anzusehen ist.⁷⁴

71. Im Ergebnis lässt sich feststellen, dass die Anerkennung einer an den Vollkosten gemessenen Kostenunterdeckung als sachliche Rechtfertigung die effiziente Kapazitätssteuerung am Strommarkt gefährden kann. Nach bisheriger Rechtslage ist zweifelhaft, ob die Kartellbehörde im Rahmen des Kapazitätszurückhaltungskonzeptes seitens des marktbeherrschenden Unternehmens eine Kostenunterdeckung als sachliche Rechtfertigung für den Missbrauch anerkennen muss. Unklar bleibt darüber hinaus, wie – sollte das Bundeskartellamt von einer Anerkennung ausgehen – mit den Kosten ineffizienter Kraftwerke umzugehen ist bzw. wie diese vom Bundeskartellamt identifiziert werden können. Mangels konkreter gesetzlicher Vorgaben und einschlägiger Fallpraxis wäre zu empfehlen, dass das Bundeskartellamt die genannten Aspekte im Leitfaden weitergehend erläutert.

2.4 Fazit: Missbrauchsaufsicht nachsteuern und Strommarktrisiken senken

72. Eine Reihe von Entwicklungen spricht dafür, dass es in den kommenden fünf bis zehn Jahren zu einer weiteren Verknappung der Erzeugungskapazitäten am Energiemarkt kommen wird. Dadurch steigt das Risiko, dass einzelne Erzeuger in bestimmten Marktsituationen wieder Anreize und Möglichkeiten besitzen, durch Kapazitätszurückhaltung den Marktpreis auf ein suprakompetitives Niveau anzuheben. Insofern ist die Veröffentlichung des angekündigten Leitfadens zur Anwendung der Missbrauchsaufsicht wichtig und notwendig. Es ist daher ausdrücklich zu begrüßen, dass im März 2019 ein Entwurf eines solchen Leitfadens von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur veröffentlicht wurde, der zusätzlich auch Ausführungen zur Anwendung der REMIT-Verordnung enthält.

73. In Bezug auf die im Entwurf des Leitfadens veröffentlichten Anhaltspunkte zur Anwendung der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht orientiert sich das Bundeskartellamt in zentralen Punkten an dem bereits in der Sektoruntersuchung aus 2011 dargelegten Vorgehens. Positiv ist insbesondere hervorzuheben, dass das Bundeskartellamt die Zielrichtung der kartellrechtlichen Missbrauchskontrolle und das Zustandekommen wettbewerbskonformer Preisspitzen präzise dargelegt hat.

74. In dem vorliegenden Entwurf des Leitfadens verbleiben jedoch weiterhin zahlreiche Unklarheiten, die die Effizienz des Stromgroßhandelsmarktes beeinflussen können. Unter den hervorzuhebenden Aspekten ist zuvorderst darauf hinzuweisen, dass das auf das Kalenderjahr bezogene Konzept zur Feststellung der Marktbeherrschung problematische Auswirkungen haben kann. Einerseits reduziert sich die Wirksamkeit der Missbrauchsaufsicht erheblich, wenn durch die Jahresbetrachtung und den Schwellenwert eine beliebige Kapazitätszurückhaltung über mehrere hundert Stunden im Jahr nicht dem Missbrauchsverbot unterliegt. Auf der anderen Seite ist es für die betroffenen Unternehmen nicht transparent, ob sie zu einem konkreten Handelszeitpunkt Normadressat sind, weil die Marktbeherrschung von zukünftigen Faktoren abhängig gemacht wird. Neben dem Aspekt der Marktbeherrschung besteht ein höheres Missbrauchsrisiko auch, wenn Kapazitätszurückhaltung hinter technischen Ausfällen verborgen werden kann. Die Kontrolle technischer Ausfälle sollte daher ebenfalls im finalen Leitfaden zur Missbrauchsaufsicht thematisiert werden. Schließlich eröffnet die Möglichkeit, eine Kapazitätszurückhaltung mit der Deckung der Vollkosten sachlich zu rechtfertigen, die Gefahr, dass Überkapazitäten am Markt nicht effizient abgebaut werden. Außerdem sprechen verschiedene Gründe dafür, dass eine sachliche Rechtfertigung in dieser Form aus rechtlicher Sicht entfallen kann.

⁷³ BGH, Beschluss vom 15. Mai 2012, KVR 51/11 – Wasserpreise Calw I, WuW/E DE-R, 3632, Rz. 18.

⁷⁴ BGH, Beschluss vom 14. Juli 2015, KVR 77/13 - Wasserpreise Calw II, BGHZ 206, 229, Rn. 30 m. w. N.

75. Die Monopolkommission schätzt die politischen und institutionellen Risiken, die auf den Stromgroßhandel wirken, insgesamt weiterhin als groß ein. Unter diesen Risiken zeigt auch der in diesem Gutachten näher geprüfte Entwurf eines Leitfadens, dass die Kontrolle von Marktmacht im Stromgroßhandel schwierig ist und Hürden bestehen, auf Basis des Kartellrechts klare und an den ökonomischen Gefahren ausgerichtete Maßstäbe zu schaffen. Dadurch bleibt die Effizienz des Strommarkt 2.0 und seine Wirkung auf die Kapazitätssteuerung ungewiss. Vor diesem Hintergrund bestehen Zweifel, ob eine Kapazitätssteuerung über einen Energy-only-Markt (einschließlich Kapazitätsreserve) das effizienteste Mittel darstellt, um Versorgungssicherheit und Effizienz langfristig zu gewährleisten. In diesem Zusammenhang verweist die Monopolkommission auf ihre Empfehlung aus dem 5. Sektorgutachten, nach der – sollten sich Probleme eines Energy-only-Marktes künftig verfestigen – der Aufbau eines zentralen und umfassenden Kapazitätsmarktes zu empfehlen ist.⁷⁵

⁷⁵ Vgl. Monopolkommission, 5. Sektorgutachten Energie (Sondergutachten 71), a. a. O., Tz. 468.

Kapitel 3

Wettbewerbsentwicklung im Regelenergiesystem

3.1 Die Rolle der Regelenergie im Energieversorgungssystem

76. Regelenergie wird in Stromversorgungssystemen benötigt, um unvorhergesehene Schwankungen zwischen Einspeisungen und Verbrauch auszugleichen. Diese Schwankungen können im Stromversorgungssystem selbst durch vorausschauende Planung nicht vollständig vermieden werden. Weder kann der Verbrauch durch einzelne oder mehrere Verbraucher exakt prognostiziert werden, noch entspricht die tatsächliche Einspeisung zu jedem Zeitpunkt der geplanten. So kann die Einspeisung von dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien lediglich prognostiziert werden, und auch kurzfristige Kraftwerksausfälle können zu Abweichungen von der geplanten Einspeisung führen. Ungleichgewichte zwischen Einspeisung und Verbrauch führen jedoch zu einer Abweichung der Netzfrequenz von ihrem Sollwert. Der Sollwert beträgt in Europa 50,0 Hertz. Zwar schwankt die Netzfrequenz ständig um diesen Sollwert, weicht sie jedoch zu stark ab, kommt es zu Schäden an Geräten und Infrastruktur und schließlich zum Zusammenbruch der Stromversorgung. Aus diesem Grund ist es notwendig, dass die Netzfrequenz kontinuierlich überwacht und Abweichungen vom Sollwert in Echtzeit ausgeglichen werden. Dies geschieht durch eine kurzfristige Steuerung von Erzeugung und Verbrauch. Die Energie, die für diese Steuerung benötigt wird, wird als Regelenergie bezeichnet.⁷⁷

77. Gemäß § 13 Abs. 1 Nr. 2 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) liegt die Verantwortung für die Beseitigung einer Gefährdung der Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems durch den Einsatz von Regelenergie bei den Übertragungsnetzbetreibern. Sie sind gemäß § 22 Abs. 2 Satz 1 EnWG dazu verpflichtet, Regelenergie über ein diskriminierungsfreies und transparentes Ausschreibungssystem zu beschaffen. Um dieser Aufgabe nachzukommen, haben die Übertragungsnetzbetreiber, wie in § 22 Abs. 2 Satz 2 EnWG vorgesehen, eine gemeinsame Internetplattform eingerichtet. Dort können Stromproduzenten, aber auch Stromverbraucher oder Betreiber von Stromspeichern positive oder negative Regelenergie anbieten. Positive Regelenergie kann von einem Stromproduzenten angeboten werden, der sich verpflichtet, bei Bedarf seine Produktion kurzfristig zu erhöhen, wenn es beispielsweise zu einem Kraftwerksausfall kommt. Stromverbraucher bieten positive Regelenergie an, indem sie sich verpflichten, im Bedarfsfall ihre Stromabnahme zu drosseln. Negative Regelenergie wird beispielsweise benötigt, wenn die Einspeisung aufgrund von unerwartet starkem Wind höher ausfällt als prognostiziert. Bei einem Angebot negativer Regelenergie verpflichten sich daher Stromproduzenten, ihre Produktion kurzfristig zu drosseln. Stromverbraucher können ebenfalls negative Regelenergie anbieten, indem sie sich zu einer erhöhten Abnahme von Strom aus dem Netz verpflichten.

78. Damit es im Stromsystem zu möglichst wenigen unvorhergesehenen Schwankungen kommt, die über den Einsatz von Regelenergie ausgeglichen werden müssen, ist die Netznutzung gemäß § 3 Abs. 2 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) an die Teilnahme am sogenannten Bilanzkreissystem gekoppelt. Dabei bilden die Netznutzer gemäß § 4 StromNZV sogenannte Bilanzkreise und benennen einen Bilanzkreisverantwortlichen, der als Schnittstelle zwischen Netznutzern und Übertragungsnetzbetreibern fungiert. Der Bilanzkreisverantwortliche ist dazu verpflichtet, die Einspeisungen und Entnahmen in seinem Bilanzkreis ausgeglichen zu halten. Um dieser Aufgabe nachzukommen, bilanziert er die geplanten Einspeisungen und Entnahmen in seinem Bilanzkreis und stellt mit Hilfe von Transaktionen am Großhandelsmarkt eine ausgeglichene Bilanz für seinen Bilanzkreis her. Die dennoch auftretenden Ungleichgewichte werden von den Übertragungsnetzbetreibern über den Einsatz von Regelenergie ausgeglichen und den Bilanzkreisverantwortlichen, die eine unausgeglichene Bilanz hatten, in Höhe des sogenannten Ausgleichsenergiepreises in Rechnung gestellt.

⁷⁷ Vgl. zur Funktionsweise von Regelenergiemärkten auch consentec, Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt 2014, abrufbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/download/marktbeschreibung> (zuletzt abgerufen am 01.08.2019).

79. Das System zur Beschaffung und Abrechnung von Regelenergie ist eng mit dem Stromgroßhandelsmarkt verbunden. Entscheidet ein Anbieter, am Regelenergiemarkt teilzunehmen, gibt er gleichzeitig die Möglichkeit auf, die entsprechenden Kapazitäten am Großhandelsmarkt zu vermarkten. Lügen die Kosten der Stromerzeugung beispielsweise unterhalb des Preises am Großhandelsmarkt, könnte der Anbieter am Großhandelsmarkt einen Gewinn erzielen.⁷⁸ In die Entscheidung, diese Kapazitäten am Regelenergiemarkt anzubieten, fließt daher der entgangene Gewinn am Großhandelsmarkt als Opportunitätskosten ein. Insofern ist die Beschaffung von Regelenergie eng mit dem Stromgroßhandelsmarkt verbunden. In Bezug auf die Abrechnung von Regelenergie über das Bilanzkreissystem besteht ebenfalls eine Verbindung zum Großhandelsmarkt. Bilanzkreisverantwortliche sind verpflichtet, ihre Bilanz ausgeglichen zu halten. Dies können sie bewerkstelligen, indem sie Ungleichgewichte möglichst genau prognostizieren und Transaktionen am Großhandelsmarkt tätigen, um die Ungleichgewichte auszugleichen. Gelingt ihnen dies nicht, müssen sie später den Ausgleichsenergiepreis auf diese Ungleichgewichte zahlen. Es kann daher die Situation auftreten, dass es für einen Bilanzkreisverantwortlichen günstiger ist, Ungleichgewichte in der Bilanz in Kauf zu nehmen und für diese den Ausgleichsenergiepreis zu zahlen, als Ungleichgewichte durch Transaktionen am Großhandelsmarkt zu vermeiden.⁷⁹ Das Verhältnis von Ausgleichsenergiepreis und Großhandelspreis bestimmt somit den Anreiz zur Bilanzkreistreue.

80. Im Folgenden wird untersucht, inwiefern die aktuelle Ausgestaltung der Systeme zur Beschaffung und Abrechnung von Regelenergie geeignet ist, den Wettbewerb auf den Regelenergiemärkten zu fördern. Darüber hinaus werden mögliche Änderungen in der Ausgestaltung der Systeme herausgearbeitet, auf dessen Grundlage Empfehlungen zu einer wettbewerbsfördernden und effizienten Ausgestaltung abgeleitet werden. Zu diesem Zweck wird zunächst auf die Ausschreibungen zur Beschaffung von Regelenergie eingegangen, bevor das System zur Abrechnung von Regelenergie untersucht wird.

3.2 Beschaffung von Regelenergie über mehrdimensionale Auktionen

81. Regelenergie wird getrennt nach Qualitäten ausgeschrieben. In Deutschland wird unterschieden zwischen der Primärregelleistung, der Sekundärregelleistung und der Minutenreserveleistung. An diesen Regelenergiequalitäten orientiert sich auch die sachliche Marktabgrenzung im Bereich der Regelenergie. Zwar hat das Bundeskartellamt die sachliche Marktabgrenzung bisher offen gelassen. Vorläufig wurde allerdings von drei Teilmärkten für diese Qualitäten im Bereich der Regelenergie ausgegangen.⁸⁰

82. Die Regelenergiequalitäten unterscheiden sich vor allem danach, wie schnell sie aktiviert werden können. Die Primärregelleistung ist diejenige Regelenergiequalität, die bei einer Abweichung der Netzfrequenz von ihrem Sollwert diese schnellst möglich wieder stabilisieren soll. Dementsprechend muss sie innerhalb von 30 Sekunden vollständig aktiviert werden können.⁸¹ Nach 30 Sekunden wird zudem die Sekundärregelleistung aktiviert. Sie soll die Netzfrequenz innerhalb von fünf Minuten auf ihren Sollwert zurückführen und damit die Primärregelleistung ablösen. Entsprechend muss die Sekundärregelleistung innerhalb von fünf Minuten vollständig zur Verfügung stehen.⁸² Damit diese schnell aktivierbaren Kapazitäten im Falle weiterer Störungen wieder zur Verfügung stehen, wird bei Störfällen, die über einen längeren Zeitraum andauern, die Minutenreserveleistung aktiviert. Die Anforderungen an die Minutenreserveleistung sind entsprechend geringer. Sie muss erst nach 15 Minuten zur Verfügung stehen.⁸³

⁷⁸ Vgl. Müsges, F./Ockenfels, A./Peek, M., Economics and design of balancing power markets in Germany, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 55, 2014, S. 392-401.

⁷⁹ Vgl. Scherer, M./Haubensak, O./Staake, T., Assessing distorted trading incentives of balance responsible parties based on the example of the Swiss power system, *Energy Policy* 86, 2015, S. 792-801 und Just, S./Weber, C., Strategic behavior in the German balancing energy mechanism: incentives, evidence, costs and solutions, *Journal of Regulatory Economics* 48 (2), 2015, S. 218-243.

⁸⁰ Vgl. BKartA, Beschluss vom 13. Dezember 2017, B4-80/17, Tz. 112.

⁸¹ Vgl. BNetzA, Beschluss vom 12. April 2011, Bk6-10-097, S. 5.

⁸² Vgl. BNetzA, Beschluss vom 31. August 2007, BK6-06-066, S. 4.

⁸³ Vgl. consentec, Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt, 2014, S. 12 f., abrufbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/download/marktbeschreibung> (zuletzt abgerufen am 01.08.2019).

83. Die Regelenergiequalitäten unterscheiden sich zudem in Bezug auf die Art ihrer Aktivierung. In den technischen Einheiten der Anbieter von Primärregelleistung wird die Netzfrequenz nahezu sekundlich gemessen. Treten Abweichungen von der Sollfrequenz auf, wird die Primärregelleistung dieser Einheiten automatisch proportional zur Abweichung von der Sollfrequenz aktiviert.⁸⁴ Es handelt sich somit um eine automatische, dezentrale Aktivierung. Die Sekundärregelleistung ist darauf ausgelegt, direkt der Ursache einer Frequenzabweichung entgegenzuwirken. So soll die Sekundärregelleistung beispielsweise bei einem Abfall der Netzfrequenz aufgrund eines Kraftwerksausfalls in einer Regelzone⁸⁵ das Leistungsungleichgewicht in dieser Regelzone ausgleichen und mit der damit einhergehenden Wiederherstellung der Sollnetzfrequenz die Primärregelleistung ablösen. Zu diesem Zweck wird von den Übertragungsnetzbetreibern jeweils ein sogenannter Leistungs-Frequenzregler betrieben, der nicht nur die Netzfrequenz, sondern auch die Übergabeleistung der Regelzone an benachbarte Regelzonen in sekundlichen Abständen misst. Treten Abweichungen auf, wird ein Sollsinal zur Aktivierung von Sekundärregelleistung an die informationstechnisch verbundenen Regler der entsprechenden Anbieter gegeben. Somit erfolgt die Aktivierung der Sekundärregelleistung ebenfalls automatisch, aber – im Gegensatz zur Primärregelleistung – zentral.⁸⁶ Die Aktivierung der Minutenreserveleistung erfolgt dagegen manuell. Die regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber fordern hier bei Bedarf eine sogenannte Fahrplanlieferung⁸⁷ von den entsprechenden Anbietern an.⁸⁸

84. Bei der Primärregelleistung handelt es sich um ein symmetrisches Produkt, d. h. positive und negative Regelleistung werden über eine gemeinsame Ausschreibung beschafft, und die Anbieter müssen ihre Leistung kurzfristig erhöhen und in demselben Umfang absenken können.⁸⁹ Bei Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung werden dagegen jeweils positive und negative Regelleistung separat ausgeschrieben. Aus diesem Grund wird vom Bundeskartellamt in Bezug auf die sachliche Marktabgrenzung erwogen, den Bereich der Regelenergie in fünf sachlich relevante Teilmärkte aufzuteilen.⁹⁰

85. Ein weiteres Problem der Marktabgrenzung betrifft die zeitliche Dimension. Die Primärregelleistung wird seit dem Jahr 2011 in wöchentlichen Ausschreibungen beschafft und ist von erfolgreichen Bietern für eine gesamte Woche bereit zu stellen.⁹¹ Die Ausschreibungen für die Sekundärregel- und die Minutenreserveleistung erfolgen täglich.⁹² Diese Ausschreibungen sind in sechs Produktzeitscheiben aufgeteilt.⁹³ Ein erfolgreicher Bieter hat seine Reserven somit für eine Dauer von vier Stunden vorzuhalten. Im Rahmen der Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“ hat das Bundeskartellamt den Markt für den Erstabsatz von Strom in zeitlicher Hinsicht auf Grundlage eines Kalenderjahres abgegrenzt.⁹⁴ Die Monopolkommission hat sich dagegen für eine zeitliche Abgrenzung auf Grundlage von Produktscheiben ausgesprochen.⁹⁵ In seinem Konsultationsentwurf des Leitfadens für die

⁸⁴ Vgl. BNetzA, Beschluss vom 12. April 2011, Bk6-10-097, S. 5 f.

⁸⁵ Die Regelzone ist ein Netzgebiet, dessen Stabilität von einem Übertragungsnetzbetreiber organisiert wird.

⁸⁶ Vgl. consentec, Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt, 2014, S. 11, abrufbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/download/marktbeschreibung> (zuletzt abgerufen am 01.08.2019).

⁸⁷ Bei einer Fahrplanlieferung wird für ein bestimmtes Zeitintervall, hier 15 Minuten, die Lieferung von Strom vereinbart.

⁸⁸ Vgl. BNetzA, Beschluss vom 13. Juni 2017, BK6-15-159, S. 7.

⁸⁹ Für die unterschiedlichen Regelungsrichtungen können allerdings unterschiedliche technische Einheiten genutzt werden. Vgl. consentec, Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt, 2014, S. 21 f., abrufbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/download/marktbeschreibung> (zuletzt abgerufen am 01.08.2019).

⁹⁰ Vgl. BKartA, Beschluss vom 13. Dezember 2017, B4-80/17, Tz. 112.

⁹¹ Vgl. BNetzA, Beschluss vom 12. April 2011, BK6-10-097, Tenorziffer 1.

⁹² Vgl. BNetzA, Beschlüsse vom 13. Juni 2017, BK6-15-158/159, Tenorziffer 1.

⁹³ Vgl. BNetzA, Beschlüsse vom 13. Juni 2017, BK6-15-158/159, Tenorziffer 3.

⁹⁴ Vgl. BKartA, Konsultation zur Erstellung eines Leitfadens für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht in der Stromerzeugung – Missbräuchliche Zurückhaltung von Stromerzeugungskapazitäten, 2016, S. 5.

⁹⁵ Vgl. zuletzt Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie (Sondergutachten 77), Energie 2017: Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden, Baden-Baden 2017, Tz. 76.

kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel hält das Bundeskartellamt an einer längerfristigen, wenn auch nicht ausschließlich jährlichen, Marktabgrenzung fest.⁹⁶ Zwar kann diese Einschätzung zur Marktabgrenzung nicht ohne Weiteres auf das Regelenergiesystem übertragen werden, allerdings hat das Bundeskartellamt zur Beurteilung des Wettbewerbs auf den Regelenergiemärkten zuletzt hilfsweise die Marktanteile ebenfalls bezogen auf ein Kalenderjahr herangezogen.⁹⁷

86. Auch die räumliche Marktabgrenzung wurde vom Bundeskartellamt bisher offen gelassen. Der räumlich relevante Markt könnte bundesweit oder aber auch weiter abzugrenzen sein.⁹⁸ Im Bereich der Primärregelleistung wurde der gesamte Bedarf gemäß der Festlegung der Bundesnetzagentur bereits im Jahr 2011 regelzonenübergreifend, d. h. gemeinsam von allen Übertragungsnetzbetreibern in Deutschland, ausgeschrieben.⁹⁹ Mittlerweile kooperieren die deutschen Übertragungsnetzbetreiber zudem im Rahmen der sogenannten PRL-Kooperation mit den Übertragungsnetzbetreibern in Österreich, Schweiz, Niederlande, Belgien und Frankreich. Zwar finden weiterhin nationale Ausschreibungen statt, allerdings werden die Gebote nicht direkt zugeschlagen, sondern an ein sogenanntes Central Clearing System übermittelt, das die optimale Kombination zuzuschlagender Gebote ermittelt.¹⁰⁰ Im Bereich der Sekundärregelleistung und der Minutenreserveleistung haben sich seit dem Jahr 2010 alle deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum sogenannten Netzregelverbund zusammengeschlossen.¹⁰¹ Auch hier wird jeweils der gesamte Bedarf regelzonenübergreifend ausgeschrieben.¹⁰² Darüber hinaus kooperieren die deutschen Übertragungsnetzbetreiber bei der Sekundärregelleistung mit den Übertragungsnetzbetreibern in Dänemark, Niederlande, Schweiz, Tschechien, Belgien, Österreich, Frankreich, Kroatien und Slowenien, indem gegenläufige bilanzielle Ungleichgewichte untereinander ausgeglichen werden.¹⁰³

87. Um an den Ausschreibungen für Regelenergie teilnehmen zu können, müssen potenzielle Anbieter zunächst ein Präqualifizierungsverfahren durchlaufen. Dabei wird unter anderem eine probeweise Erbringung von Regelreserve (Betriebsfahrt) durchgeführt und dokumentiert. In Deutschland waren im Jahr 2018 für die Erbringung von Primärregelleistung 24 Anbieter präqualifiziert, für die Erbringung von Sekundärregel- und Minutenreserveleistung waren es 38 bzw. 46 Anbieter (vgl. Abbildung 3.1). Damit hat sich die Anzahl präqualifizierter Anbieter in den vergangenen zehn Jahren in allen Regelleistungsarten vervielfacht, was unter anderem auf die Anpassung der Ausschreibungsbedingungen durch die Bundesnetzagentur in den vergangenen Jahren zurückgeführt werden kann.¹⁰⁴ Besonders deutlich ist der Anstieg bei der Sekundärregelleistung, wo im Jahr 2007 lediglich fünf Anbieter an den Ausschreibungen teilnehmen konnten. Auch bei der Minutenreserveleistung hat sich die Anzahl der präqualifizierten Anbieter in diesem Zeitraum mehr als verdoppelt, wenngleich im Jahr 2018 gegenüber dem Vorjahr ein Rückgang um sechs Anbieter (-12 Prozent) zu beobachten ist.

⁹⁶ Vgl. BKartA, Leitfaden für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel – Konsultationsentwurf vom 20. März 2019, Rn. 48.

⁹⁷ Vgl. BKartA, Beschluss vom 13. Dezember 2017, B4-80/17, Tenorziffer 120.

⁹⁸ Vgl. BKartA, Beschluss vom 13. Dezember 2017, B4-80/17, Tenorziffer 115.

⁹⁹ Vgl. BNetzA, Beschluss vom 12. April 2011, BK6-10-097, Tenorziffer 6.

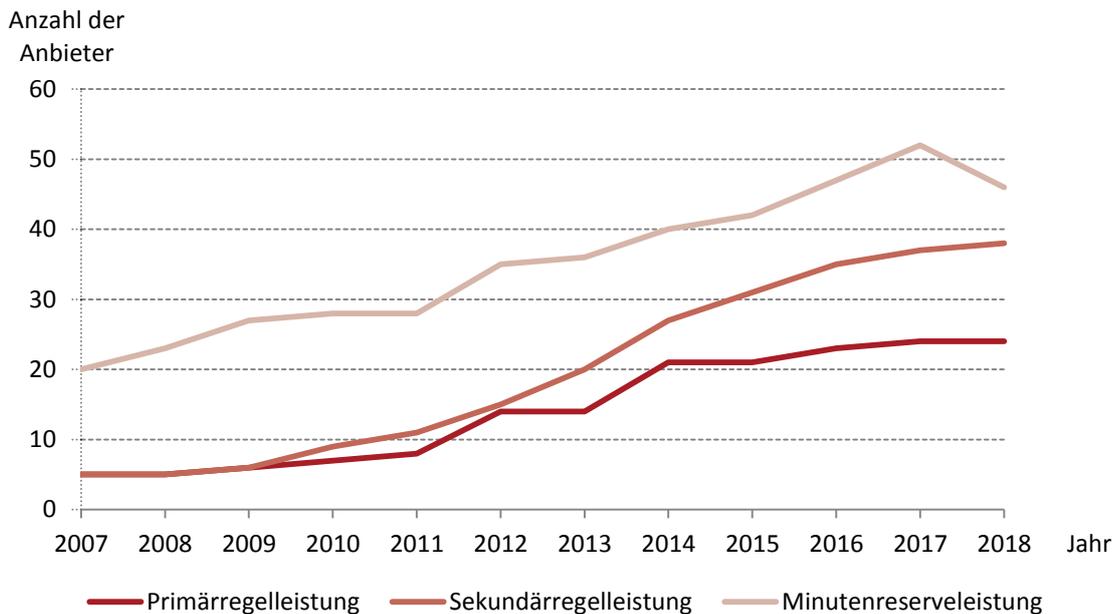
¹⁰⁰ Vgl. für nähere Informationen bspw. <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/primaerregelung/kooperation> (zuletzt abgerufen am 01.08.2019).

¹⁰¹ Vgl. consentec, Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt, 2014, S. 15, abrufbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/download/marktbeschreibung> (zuletzt abgerufen am 01.08.2019).

¹⁰² Vgl. BNetzA, Beschlüsse vom 13. Juni 2017, BK-6-15-158/159, Tenorziffer 4.

¹⁰³ Vgl. https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/imbalance-netting/ (zuletzt abgerufen am 01.08.2019).

¹⁰⁴ Vgl. auch BNetzA/BKartA, Bericht – Monitoringbericht 2018, 2018, S. 182.

Abbildung 3.1: Entwicklung der Anzahl präqualifizierter Anbieter von Regelleistung

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Daten der Bundesnetzagentur.

88. Im Monitoringbericht 2018 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt wird aufgrund des insgesamt deutlichen Anstiegs der Anzahl präqualifizierter Anbieter von einem erhöhten Wettbewerbspotenzial gesprochen. Zudem sind die von den Übertragungsnetzbetreibern ausgeschriebenen Mengen bei der Sekundärregel- und Minutenreserveleistung in den vergangenen Jahren gesunken.¹⁰⁵ So lag im Jahr 2017 beispielsweise die durchschnittlich ausgeschriebene positive Sekundärregelleistung bei 1.906 MW, wohingegen im Jahr 2008 noch 2.983 MW ausgeschrieben wurden.¹⁰⁶ Somit steht der tendenziell rückläufigen Nachfrage nach Regelleistung eine verhältnismäßig große Anzahl potenzieller Anbieter gegenüber. Auch die Marktteilnehmer schätzen den Wettbewerb überwiegend als hoch ein und verweisen auf die damit einhergehenden rückläufigen Preise. Allerdings weisen einige Akteure darauf hin, dass die Zuschläge überwiegend den konventionellen Kapazitäten¹⁰⁷ der großen Energieversorger erteilt worden seien. So sei es zuletzt für einzelne Anbieter möglich gewesen, hohe Preise durchzusetzen.¹⁰⁸

89. Bei den Ausschreibungen für Regelenergie hat ein Gebot typischerweise drei Dimensionen, und zwar (i) die Leistung der Kapazitäten, die für einen kurzfristigen Abruf von Regelenergie reserviert werden, (ii) den Preis pro Leistungseinheit der zu reservierenden Kapazität (Leistungspreis) und (iii) den Preis für den tatsächlichen kurzfristigen Abruf von Regelenergie (Arbeitspreis).¹⁰⁹ Mit Ausnahme der Primärregelleistung besteht in Deutschland ein Gebot aus diesen drei Komponenten.¹¹⁰ Auf Grundlage dieser multidimensionalen Gebote muss entschieden werden, welche Anbieter einen Zuschlag für die Reservierung ihrer Kapazitäten erhalten (Zuschlagsregel), von wel-

¹⁰⁵ Bei der Primärregelleistung ist die ausgeschriebene Menge in den vergangenen Jahren dagegen leicht angestiegen (2013: 576 MW, 2017: 603 MW) (vgl. BNetzA/BKartA, Bericht – Monitoringbericht 2018, 2018, S. 184).

¹⁰⁶ Vgl. BNetzA/BKartA, Bericht – Monitoringbericht 2018, 2018, S. 182 f.

¹⁰⁷ Unter konventionellen Erzeugungskapazitäten werden i. d. R. Großkraftwerke verstanden, die fossile Energieträger einsetzen.

¹⁰⁸ Vgl. hierzu ausführlich Tz. 94.

¹⁰⁹ Vgl. Ocker, F./Ehrhart, K.-M./Belica, M., Harmonization of the European balancing power auction: A game-theoretical and empirical investigation, Energy Economics 73, 2018, S. 194-211.

¹¹⁰ Bei der Primärregelleistung hat ein Gebot lediglich die Dimensionen Leistung und Leistungspreis. Einerseits geht man aufgrund der symmetrischen Ausgestaltung davon aus, dass sich hier positive und negative Abrufe von Regelenergie ausgleichen, so dass sich auch die positiven und negativen Zahlungen eines Arbeitspreises ausgleichen würden. Andererseits treten tatsächliche Abrufe der Primärregelenergie vergleichsweise häufig auf, so dass bei einer Vergütung des Abrufs von Regelenergie entsprechend hohe Transaktionskosten entstehen würden.

chen Anbietern kurzfristig tatsächlich Regelenergie abgerufen wird (Aktivierungsregel) und wie die Anbieter für die Reservierung der Kapazitäten und ggf. den tatsächlichen Abruf von Regelenergie vergütet werden (Preisregel). Diese Regeln unterliegen, insbesondere im Sekundärregel- und Minutenreserveleistungsmarkt, aktuell erheblichen Veränderungen. Daher nehmen die folgenden Ausführungen das Ausschreibungsdesign für diese Regelleistungsqualitäten in den Fokus.¹¹¹

90. Bisher erfolgt die Aktivierung von Regelenergie im Sekundärregel- und Minutenreserveleistungsmarkt in Deutschland in aufsteigender Reihung der Arbeitspreise ausschließlich aus den Geboten, die einen Zuschlag auf Grundlage der Zuschlagsregel erhalten haben (merit order).¹¹² Ein Abruf von Regelenergie in Reihung der Arbeitspreise ist effizient, da dies sicherstellt, dass diejenigen Anbieter zum Zuge kommen, die die Regelenergie zu diesem Zeitpunkt zu den geringsten Kosten zur Verfügung stellen. Eine Änderung der Aktivierungsregel steht insofern zur Disposition, als Art. 16 Abs. 5 und 6 der Verordnung (EU) 2017/2195¹¹³ die Einführung von sogenannten Regelarbeitsmärkten vorsieht. Unter einem Regelarbeitsmarkt wird in diesem Zusammenhang verstanden, dass auch Anbieter von Regelenergie, die keinen Zuschlag für die Vorhaltung von Kapazitäten erhalten haben, ein Arbeitspreisgebot abgeben und in der Folge für den kurzfristigen Abruf von Regelenergie aktiviert werden können.

91. Seit Ende Juli 2019 erfolgt der Zuschlag für die Reservierung von Kapazitäten zur Bereitstellung von Regelenergie in aufsteigender Reihung der Leistungspreise bis zur Bedarfsdeckung. Diese Zuschlagsregel entspricht der Regel, die bereits bis Juli 2018 angewendet wurde.¹¹⁴ In dem Zeitraum von etwa einem Jahr dazwischen erfolgte der Zuschlag auf Grundlage eines sogenannten Mischpreisverfahrens. Dabei wurde der Zuschlag auf Basis eines Zuschlagswerts erteilt, in den neben dem Leistungspreisgebot anteilig auch das Arbeitspreisgebot einging. Als Gewichtungsfaktor des Arbeitspreisgebots wurde dabei die durchschnittliche Abrufwahrscheinlichkeit verwendet.¹¹⁵ Diese Zuschlagsregel war eine Übergangsregel, da die europäischen Vorgaben zur Einführung von Regelarbeitsmärkten es zukünftig ermöglichen, Arbeitspreisgebote auch nach Zuschlagserteilung zu ändern. Die Berücksichtigung des Arbeitspreises im Zuschlagsverfahren kam daher auf lange Sicht nicht in Betracht.¹¹⁶

92. Die Vergütung von Regelenergie erfolgt in Deutschland aktuell sowohl bei der Reservierung von Kapazitäten als auch beim tatsächlichen Abruf von Regelenergie auf Grundlage der jeweils eingereichten individuellen Gebote eines Anbieters (Gebotspreisverfahren bzw. pay as bid). Falls ein Bieter einen Zuschlag erhält, entspricht seine Vergütung für die Reservierung seiner Kapazitäten seinem Leistungspreisgebot. Bei tatsächlichem Abruf von Regelenergie erhält ein Anbieter zudem eine Vergütung in Höhe seines Arbeitspreisgebots.¹¹⁷ Veränderungen bezüglich der Preisregel sind insbesondere beim Abruf von Regelenergie zu erwarten. Art. 30 Abs. 1 Satz 2 lit. a der Verordnung (EU) 2017/2195 sieht vor, dass in Bezug auf die Regelarbeit zukünftig das Einheitspreisverfahren angewendet werden soll (pay as cleared). Dabei erhält ein Anbieter für den Abruf von Regelenergie eine Vergütung in Höhe des letzten aktivierten Gebots.

93. Wird eine der Regeln zu Aktivierung, Zuschlag oder Preis verändert, hat dies i. d. R. auch Auswirkungen auf die Effizienz von Ausgestaltungsvarianten der jeweils anderen beiden Regeln. Ausgestaltungsoptionen für eine dieser Regeln sind daher nicht völlig unabhängig von der gewählten Ausgestaltung der jeweils anderen beiden Regeln zu betrachten. Um jedoch die Wirkung unterschiedlicher Ausgestaltungsoptionen für jede einzelne Regel herauszu-

¹¹¹ Das ausgeschriebene Volumen für Sekundärregel- und Minutenreserveleistungsmärkte entspricht einem Vielfachen des Volumens der Ausschreibungen für Primärregelleistung (2017: Primärregelleistung bis zu 603 MW, positive Sekundärregelleistung bis zu 1920 MW, positive Minutenreserveleistung bis zu 1850 MW).

¹¹² Vgl. BNetzA, Beschlüsse vom 13. Juni 2017, BK-6-15-158/159, Tenorziffer 9/10 b).

¹¹³ Verordnung (EU) Nr. 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, ABl. EU L 312/6 vom 28. November 2017.

¹¹⁴ Vgl. BNetzA, Beschlüsse vom 13. Juni 2017, BK-6-15-158/159, Tenorziffer 9/10 a); Beschluss vom 12 April 2011, BK-6-10-097, Tenorziffer 5.

¹¹⁵ Vgl. BNetzA, Beschlüsse vom 8. Mai 2018, BK-6-18-019/020, S. 2.

¹¹⁶ Vgl. BNetzA, Beschlüsse vom 13. Juni 2017, BK-6-15-158/159, S. 41/30.

¹¹⁷ Vgl. BNetzA, Beschlüsse vom 13. Juni 2017, BK-6-15-158/159, Tenorziffer 9/10.

arbeiten, wird im Folgenden zunächst die Effizienz unterschiedlicher Zuschlagsregeln betrachtet. Anschließend wird die Effizienz unterschiedlicher Preisregeln untersucht. Schließlich wird die Veränderung der Aktivierungsregel in Form der Einführung von Regularitätsmärkten betrachtet, bevor abschließend auf einen Vorschlag für eine zu empfehlende Kombination aller Regeln eingegangen wird.

3.2.1 Bei Anwendung des Gebotspreisverfahrens differenziertes Mischpreisverfahren vorteilhaft

94. Die Zuschlagsregel, die bis Juli 2018 die Erteilung eines Zuschlags ausschließlich auf Grundlage der Leistungspreisgebote vorsah, wurde für die Sekundärregel- und die Minutenreserveleistung durch die Bundesnetzagentur geändert, nachdem es am 17. Oktober 2017 bei der Ausschreibung von Minutenreserveleistung zu Arbeitspreisgeboten in Höhe von 77.777 Euro/MWh gekommen war. Bereits in der Zeit davor waren ähnlich hohe Arbeitspreisgebote aufgetreten. Am 17. Oktober 2017 befanden sich diese jedoch in der Mitte der Abrufliste, so dass sie in einer großen Menge aktiviert wurden und damit erhebliche Kosten verursachten. Die Bundesnetzagentur hatte daraufhin ein Festlegungsverfahren zur Änderung der Zuschlagsregel eröffnet und im Mai 2018 festgelegt, dass der Zuschlag für die Sekundärregel- und die Minutenreserveleistung ab Juli 2018 auf Basis eines Mischpreisverfahrens erfolgt.¹¹⁸ Allerdings wurde gegen die entsprechenden Beschlüsse Beschwerde eingelegt. Diese führte zur Aufhebung des Mischpreisverfahrens und Anwendung der alten Zuschlagsregel, ausschließlich auf Grundlage der Leistungspreisgebote, seit dem 31. Juli 2019.¹¹⁹

95. Nach der Analyse der Ereignisse am 17. Oktober 2017 und der darauf folgenden Zeit geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass die beobachteten hohen Arbeitspreise allein auf den Zuschlagsmechanismus zurückzuführen sind, der bis dahin ausschließlich auf Basis des Leistungspreisgebots erfolgte. So sei lediglich Druck auf die Leistungs-, aber nicht auf die Arbeitspreisgebote ausgeübt worden. In der Folge seien Arbeitspreisgebote durchsetzbar gewesen, die den Analysen der Bundesnetzagentur zufolge um ein Vielfaches oberhalb der Großhandelspreise im entsprechenden Zeitraum lagen. Während die Großhandelspreise im Zeitraum zwischen November 2017 und April 2018 100 Euro/MWh nie überstiegen, lagen beispielsweise in mehreren Kalenderwochen 20 Prozent der Arbeitspreise von abgerufener Sekundärregelung bei über 3.000 Euro/MWh. Zudem wurden beispielsweise am 17. Oktober 2017 nicht mehr als 80 Prozent der zur Verfügung stehenden Regelenergie abgerufen. Die hohen Preise können somit laut Bundesnetzagentur auch nicht auf eine angespannte Netzsituation zurückzuführen sein, in der hohe Arbeitspreise aufgrund einer großen erforderlichen Menge gerechtfertigt sein können.¹²⁰

96. Im Mischpreisverfahren erfolgte der Zuschlag auf Basis des sogenannten Zuschlagswerts in aufsteigender Reihenfolge bis zur Bedarfsdeckung. Der Zuschlagswert setzte sich wie folgt zusammen:

$$\text{Zuschlagswert} = \frac{\text{Leistungspreis (EUR/MW)}}{\text{Produktdauer (h)}} + \text{Arbeitspreis (EUR/MWh)} \times \varnothing \text{ Abrufwahrscheinlichkeit}$$

Der Zuschlagswert bestand somit aus einer Leistungs- und einer Arbeitspreiskomponente, die additiv miteinander verknüpft waren. Während das Leistungspreisgebot lediglich auf die Dauer der Leistungsvorhaltung umgelegt wurde, wurde bei der Arbeitspreiskomponente das Arbeitspreisgebot mit der durchschnittlichen Abrufwahrscheinlichkeit gewichtet. Die durchschnittliche Abrufwahrscheinlichkeit ergab sich dabei aus dem Verhältnis der abgerufenen Regulararbeit zur höchstens abrufbaren Regulararbeit. Diese Größen wurden quartalsweise auf Grundlage der

¹¹⁸ Vgl. BNetzA, Beschlüsse vom 8. Mai 2018, BK-6-18-019/020, S. 3 f.

¹¹⁹ Vgl. BNetzA, Mitteilung über die Aufhebung des Mischpreisverfahrens zur Bezuschlagung von Sekundärregelleistung (aFRR) und Minutenreserveleistung (mFRR) vom 22. Juli 2019, abgerufen unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/2018_0001bis0999/BK6-18-019/BK6-18-019-20_OLG_Entscheidung_22_07_2019.html?nn=869698 (zuletzt abgerufen am 01.08.2019) sowie <https://www.regelleistung.net/ext/> (zuletzt abgerufen am 01.08.2019).

¹²⁰ Vgl. BNetzA, Beschlüsse vom 8. Mai 2018, BK-6-18-019/020, S. 7 ff.

jeweils zurückliegenden zwölf Kalendermonate bestimmt.¹²¹ Bei der durchschnittlichen Abrufwahrscheinlichkeit handelte es sich somit um eine vom individuellen Arbeitspreisgebot eines Bieters unabhängige Größe.

97. Das beschriebene Verfahren sollte zu einer angemessenen Berücksichtigung des Arbeitspreises im Zuschlagsverfahren führen und so eine wettbewerbliche Einbeziehung der Arbeitspreise sicherstellen.¹²² Die anteilige Berücksichtigung des Arbeitspreisgebots wurde insbesondere mit den Gesamtkosten der Regelenergie begründet. Diese bestehen aus den Kosten der Reservierung von Kapazitäten, die sich in den Leistungspreisen widerspiegeln sollten, sowie den Kosten für den tatsächlichen Abruf von Regularbeit, die sich in den Arbeitspreisen widerspiegeln sollten. Da Kosten für die Regularbeit nur im Falle eines tatsächlichen Abrufs anfallen, seien diese Kosten lediglich anteilig in den Zuschlagswert einzubeziehen. Als sachgerechtes Kriterium zur Bestimmung des zu berücksichtigenden Anteils der Arbeitspreisgebote wird in diesem Zusammenhang die durchschnittliche Abrufwahrscheinlichkeit betrachtet, da sie widerspiegelt, wie häufig ein Regularbeitsgebot aktiviert wird. Würde der Arbeitspreis, wie im alten Zuschlagsverfahren, dagegen gar nicht berücksichtigt, sei es den Übertragungsnetzbetreibern als Nachfrager der Regelenergie nicht möglich, auf alle relevanten Kosten zu achten, und für die Anbieter von Regelenergie bestünde somit die Möglichkeit, mit Leistungspreisgeboten von null Euro/MW, aber sehr hohen Arbeitspreisgeboten in die Ausschreibungen zu gehen.¹²³

98. Alternativ zur Berücksichtigung der Arbeitspreisgebote auf Grundlage der durchschnittlichen Abrufwahrscheinlichkeit hatte die Bundesnetzagentur erwogen, die Arbeitspreisgebote eines jeden Bieters mit einer individuellen Abrufwahrscheinlichkeit zu gewichten. Hintergrund dieser Überlegung ist, dass hohe Arbeitspreisgebote mit einer geringeren Wahrscheinlichkeit abgerufen werden als niedrige Arbeitspreisgebote, da Regelenergie entsprechend der merit order der Arbeitspreisgebote abgerufen wird (Aktivierungsregel). Da niedrige Arbeitspreisgebote mit einer höheren Wahrscheinlichkeit aktiviert werden, können die erwarteten Gesamtkosten eines derartigen Gebots größer sein als diejenigen eines Gebots mit gleichem Leistungs-, aber höherem Arbeitspreisgebot. Eine Berücksichtigung der Arbeitspreisgebote auf Grundlage einer individuellen Abrufwahrscheinlichkeit trägt diesem Umstand Rechnung und wird von der Bundesnetzagentur als kostenoptimal angesehen.¹²⁴ Auch nach Auffassung des Bundeskartellamtes wäre die Berücksichtigung der individuellen Zuschlagswahrscheinlichkeit vorzugswürdig gewesen. Vorgeschlagen wurde, die benötigte Leistung in Kontingente aufzuteilen und den Kontingenten unterschiedliche Gewichtungsfaktoren zuzuordnen. Einheiten, die nur selten aktiviert würden, wäre dabei ein kleiner Gewichtungsfaktor zuzuordnen. Vergleichsweise hohe Arbeitspreise dieser Einheiten wären somit im Zuschlagsverfahren weniger stark zu gewichten.¹²⁵

99. Bereits in ihrem Festlegungsverfahren für die Ausschreibungen der Sekundärregelleistung im Jahr 2007 hatte die Bundesnetzagentur aus den genannten Gründen erwogen, bei der Erteilung des Zuschlags anteilig die Arbeitspreisgebote einzubeziehen. Allerdings wurde befürchtet, dass die Einbeziehung der Arbeitspreisgebote in die Zuschlagsregel einen Anstieg der Leistungspreise nach sich ziehen könnte. Dies hätte, so die damalige Befürchtung, zu einem Anstieg der Kosten des Gesamtsystems führen und potenziellen Newcomern mit vergleichsweise hohen Arbeitskosten den Markteintritt erschweren können. Daher wurde zum damaligen Zeitpunkt von der Berücksichtigung der Arbeitspreisgebote im Zuschlagsmechanismus abgesehen, obwohl bereits damals Arbeitspreise zu beobachten waren, die deutlich oberhalb der Großhandelspreise lagen.¹²⁶

100. Im darauf folgenden Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen hatte sich die Bundesnetzagentur im Jahr 2011 nochmals ausführlich mit den Wirkungen eines Mischpreisverfahrens be-

¹²¹ Vgl. BNetzA, Beschlüsse vom 8. Mai 2018, BK-6-18-019/020, S. 2.

¹²² Vgl. BNetzA, Beschlüsse vom 8. Mai 2018, BK-6-18-019/020, S. 4.

¹²³ Vgl. BNetzA, Beschlüsse vom 8. Mai 2018, BK-6-18-019/020, S. 10 f.

¹²⁴ Vgl. BNetzA, Beschlüsse vom 8. Mai 2018, BK-6-18-019/020, S. 12.

¹²⁵ Vgl. BKartA, Stellungnahme des Bundeskartellamtes zur Konsultation in den Festlegungsverfahren BK6-18-019/BK6-18-20 der Bundesnetzagentur vom 21. Februar 2018, 3 f.

¹²⁶ Vgl. BNetzA, Beschluss vom 31. August 2007, BK-6-06-066, S. 43 f.

schäftigt, sich schließlich jedoch gegen eine Umstellung entschieden. In Ihrer Begründung entkräftete die Bundesnetzagentur ihre eigenen für das Mischpreisverfahren angeführten Argumente aus dem Jahr 2007. So wurde darauf hingewiesen, dass ein Mischpreisverfahren weder eine kostenminimale Angebotsauswahl zuließe noch strategisches Bietverhalten verhindere. In Bezug auf eine kostenminimale Angebotsauswahl wurde nun argumentiert, dass eine solche lediglich dann erfolgen kann, wenn die im Zuschlagsverfahren unterstellte Zuschlagswahrscheinlichkeit mit der tatsächlichen Zuschlagswahrscheinlichkeit übereinstimmen würde. Andernfalls erhielten nicht die tatsächlich kostengünstigsten Angebote den Zuschlag und würden aktiviert, sondern lediglich diejenigen, die auf Grundlage der im Zuschlagsverfahren angenommenen Abrufwahrscheinlichkeit die vermeintlich kostengünstigsten Angebote seien. Da bei der Ausschreibung jedoch stets im Vorfeld eine Annahme über die Abrufwahrscheinlichkeit getroffen werden müsse, sei grundsätzlich keine Angebotsauswahl möglich, die die Gesamtkosten minimiere. In Bezug auf strategisches Bietverhalten wurde ausgeführt, dass Anbieter ihr Arbeitspreisgebot im Mischpreisverfahren nicht unbedingt in Höhe ihrer tatsächlichen Arbeitskosten ansetzen müssten. Sie seien vielmehr in der Lage, ihr Arbeitspreisgebot so anzupassen, dass es entsprechend der erwarteten Abrufwahrscheinlichkeit ihren Gewinn maximiere.¹²⁷

101. Auch in der letzten Aktualisierung der Festlegungen zur Sekundärregelung und Minutenreserve vom 13. Juni 2017 hielt die Bundesnetzagentur noch an der Erteilung des Zuschlags in aufsteigender Reihung der Leistungspreisgebote ohne Berücksichtigung der Arbeitspreisgebote fest. Aufgrund der zu diesem Zeitpunkt beobachteten sehr hohen Arbeitspreise hatten zwar einige Marktteilnehmer die Einführung eines Mischpreisverfahrens vorgeschlagen. Laut Bundesnetzagentur stand die Mehrzahl der Marktteilnehmer dem jedoch ablehnend gegenüber. Die Bundesnetzagentur führt in ihrer damaligen Begründung für die Beibehaltung des Zuschlagsverfahrens ohne Berücksichtigung des Arbeitspreisgebots zudem aus, dass diese Änderung lediglich eine Übergangslösung sein könne, da die Einführung von Regularbeitsmärkten¹²⁸ bevorstehe. Bei Einrichtung von Regularbeitsmärkten könne ein Mischpreisverfahren nicht weitergeführt werden, da Regularbeitsgebote im System mit Regularbeitsmärkten noch geändert werden könnten, nachdem eine Zuschlagserteilung für die Vorhaltung von Reserveleistung erfolgt ist. Eine Änderung des Zuschlagsverfahrens als Übergangslösung wurde daher als nicht zielführend betrachtet.¹²⁹

102. Da die Erteilung von Zuschlägen auf Grundlage einer Kombination von Leistungs- und Arbeitspreisgebot beispielsweise in Kalifornien bereits in der Praxis angewendet wurde, hat sich auch die ökonomische Literatur mit derartigen Zuschlagsregeln (scoring rules) beschäftigt.¹³⁰ Die Effizienz eines Zuschlagsverfahrens hängt davon ab, dass beim tatsächlichen Abruf von Regelenergie diejenigen Reserven aktiviert werden, die die niedrigsten Arbeitskosten haben. Dies soll durch die Aktivierungsregel sichergestellt werden, nach der die Reserven entsprechend der merit order ihrer Arbeitspreisgebote abgerufen werden. Allerdings führt diese Aktivierungsregel nur dann zu effizienten Ergebnissen, wenn die Bieter Arbeitspreisgebote in Höhe ihrer tatsächlichen Arbeitskosten abgeben. Ob dieser Anreiz besteht, hängt von der konkreten Ausgestaltung des Zuschlagsmechanismus ab. Bei dieser Ausgestaltung ist auch zu berücksichtigen, welche Wettbewerbsintensität herrscht und welche Preisregel zur Anwendung kommt.

103. Wird davon ausgegangen, dass Anbieter für den Abruf von Regelenergie in Höhe ihres Arbeitspreisgebots entlohnt werden (Gebotspreisverfahren bzw. pay as bid), wie dies in Deutschland der Fall ist, kann gezeigt werden, dass Anbieter nur dann einen Anreiz haben, ihre wahren Arbeitskosten zu offenbaren, wenn die Zuschlagsregel die

¹²⁷ Vgl. zum Ganzen BNetzA, Beschluss vom 12. April 2011, BK6-10-098, S. 44 f.

¹²⁸ Siehe zur Definition von Regularbeitsmärkten oben (Tz. 90).

¹²⁹ Vgl. BNetzA, Beschlüsse vom 13. Juni 2017, BK6-15-158/159, S. 41 (-158) bzw. 29 ff. (-159).

¹³⁰ Vgl. Chao, H.-P./Wilson, R., Multi-Dimensional Procurement Auctions for Power Reserves: Robust Incentive-Compatible Scoring and Settlement Rules, *Journal of Regulatory Economics* 22(2), 2002, S. 161-183; Müsges, F./Ockenfels, A./Peek, M., Economics and design of balancing power markets in Germany, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 55, 2014, S. 392-401; Bushnell, J. B./Oren S. S., Bidder cost revelation in electric power auctions, *Journal of Regulatory Economics* 6, 1994, S. 5-26.

Arbeitspreisgebote berücksichtigt.¹³¹ Dies liegt, wie auch die Bundesnetzagentur jüngst festgestellt hat,¹³² an der Gesamtvergütung für Regelenergie, die sich ebenfalls aus Leistungs- und Arbeitspreiskomponente zusammensetzt. Bei unveränderter Anwendung des Gebotspreisverfahrens erscheint die Einführung eines Mischpreisverfahrens daher zunächst geeignet, die Effizienz des Ausschreibungsverfahrens zu erhöhen.

104. Allerdings zeigt die ökonomische Literatur auch, dass die Berücksichtigung der Arbeitspreisgebote im Zuschlagsverfahren bei Anwendung dieser Preisregel an die individuelle Erlösmöglichkeit geknüpft sein muss, die mit dem Arbeitspreisgebot eines Bieters einhergeht.¹³³ Werden Kapazitäten, wie in Deutschland, anhand der merit order der Arbeitspreisgebote aktiviert, beeinflusst ein Bieter mit seinem Arbeitspreisgebot nicht nur die Wahrscheinlichkeit, einen Zuschlag zu erhalten, sondern auch die Wahrscheinlichkeit, dass seine Kapazitäten aktiviert werden. Beispielsweise wird ein niedriges Arbeitspreisgebot ceteris paribus häufiger aktiviert als ein hohes Arbeitspreisgebot. Es kann im Ergebnis somit insgesamt sogar höhere Erlöse erzielen als ein hohes Arbeitspreisgebot. Wird dies im Zuschlagsmechanismus nicht angemessen berücksichtigt, besteht die Gefahr, dass Bieter ihre wahren Arbeitskosten nicht offenbaren, um so ihre erwartete Gesamtvergütung zu maximieren. In den genannten Ausschreibungen in Kalifornien kam es beispielsweise zu Zuschlägen für Bieter mit sehr hohen Leistungspreisgeboten und sogar negativen Arbeitspreisgeboten.¹³⁴

105. Insofern wäre eine Berücksichtigung der individuellen Zuschlagswahrscheinlichkeit, wie sie vom Bundeskartellamt vorgeschlagen wurde, vorzugswürdig gewesen. Die Bundesnetzagentur lehnte dies wegen der damit einhergehenden Komplexität ab. So hätten in einem ersten Schritt alle Gebote in eine merit order gebracht werden müssen. In einem zweiten Schritt hätten Abrufwahrscheinlichkeiten auf Grundlage von diskreten Megawatt-Schritten oder einer geeigneten nicht-linearen Funktion ermittelt werden müssen, woraufhin schließlich anhand der entsprechenden Position in der merit order die individuellen Abrufwahrscheinlichkeiten den einzelnen Geboten hätten zugeordnet werden müssen. Die Implementierung eines derartigen Rechenalgorithmus hätte laut Übertragungsnetzbetreibern mindestens sechs Monate in Anspruch genommen. Da das neue Mischpreisverfahren zum einen sehr zeitnah eingeführt werden sollte und zum anderen lediglich als Übergangslösung angesehen wird, fiel die Entscheidung zu Gunsten der als weniger aufwendig betrachteten Berücksichtigung der durchschnittlichen Abrufwahrscheinlichkeit aus.¹³⁵

106. Bei Berücksichtigung der Arbeitspreisgebote auf Grundlage der durchschnittlichen Abrufwahrscheinlichkeit im von der Bundesnetzagentur gewählten Zuschlagsmechanismus besteht allerdings die Gefahr, dass die Reihung der Arbeitspreisgebote nicht der wahren merit order entspricht. Die Aktivierungsregel, die Regelenergiekapazitäten entsprechend der merit order der Arbeitspreisgebote abruf, um einen effizienten Abruf von Regelenergie zu ermöglichen, würde in diesem Fall untergraben. Wenn die Arbeitspreisgebote nicht monoton zu den tatsächlichen Arbeitskosten stehen, ist durch diese Aktivierungsregel nicht weiter gewährleistet, dass die tatsächlich günstigsten Kapazitäten aktiviert werden. Insofern dürfte das von der Bundesnetzagentur eingesetzte Mischpreisverfahren, das die Arbeitspreise mit der durchschnittlichen Abrufwahrscheinlichkeit einbezog, wie die Bundesnetzagentur selbst feststellt,¹³⁶ Ineffizienzen hervorrufen. So kann es insgesamt auch zu einer Erhöhung der Gesamtkosten im Vergleich zur Anwendung des Zuschlagsmechanismus ausschließlich auf Grundlage des Leistungspreises kommen.

107. Auch die im Jahr 2007 geäußerten Bedenken, dass ein Mischpreisverfahren zu Lasten bestimmter Technologien gehen könnte, wurden von Seiten der Marktteilnehmer als Nachteil des Systemwechsels angeführt. Einige

¹³¹ Vgl. Chao, H.-P./Wilson, R., Multi-Dimensional Procurement Auctions for Power Reserves: Robust Incentive-Compatible Scoring and Settlement Rules, *Journal of Regulatory Economics* 22(2), 2002, S. 161-183.

¹³² Vgl. BNetzA, Beschlüsse vom 8. Mai 2018, BK-6-18-019/020, S. 10 f.

¹³³ Vgl. Bushnell, J. B./Oren S. S., Bidder cost revelation in electric power auctions, *Journal of Regulatory Economics* 6, 1994, S. 5-26.

¹³⁴ Vgl. Chao, H.-P./Wilson, R., Multi-Dimensional Procurement Auctions for Power Reserves: Robust Incentive-Compatible Scoring and Settlement Rules, *Journal of Regulatory Economics* 22(2), 2002, S. 161-183.

¹³⁵ Vgl. BNetzA, Beschlüsse vom 8. Mai 2018, BK-6-18-019/020, S. 12 f.

¹³⁶ Vgl. BNetzA, Beschlüsse vom 8. Mai 2018, BK-6-18-019/020, S. 12.

Marktteilnehmer äußerten gegenüber der Monopolkommission in diesem Zusammenhang insbesondere Zweifel, dass die Höhe des Gewichtungsfaktors angemessen war. Ihrem Eindruck nach könnte dieser zu hoch angesetzt gewesen sein. Ein zu hoch angesetzter Gewichtungsfaktor würde insbesondere Anbieter von geförderten Anlagen und Anbieter, die ihren Stromverbrauch flexibel anpassen können (Demand side management (DSM)) diskriminieren. Denn im damaligen Zuschlagsmechanismus wurde der Arbeitspreis mit der durchschnittlichen Abrufwahrscheinlichkeit gewichtet. Anbieter, die ihren Stromverbrauch kurzfristig erhöhen können, müssen auf diesen Stromverbrauch hohe Umlagen und Abgaben zahlen. Diese hohen Kosten spiegeln sich in vergleichsweise hohen Arbeitspreisgeboten wider. Folglich dürften diese Anbieter weniger Zuschläge erhalten haben. Gleiches gilt für geförderte Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien und Kraftwärmekopplungsanlagen. Bei einem Angebot am Regelenergiemarkt entgeht diesen Anlagen die Förderung. Die entgangene Förderung geht als Opportunitätskosten in das Arbeitspreisgebot ein. Daher bestand auch bei diesen Anbietern die Befürchtung, dass sie im Regelenergiemarkt weniger Zuschläge erhalten, weil ihre vergleichsweise hohen Arbeitspreisgebote im Zuschlagsverfahren stark gewichtet wurden.

108. Aus Effizienzgesichtspunkten sollten Kapazitäten, die vergleichsweise hohe Arbeitskosten aufweisen, seltener aktiviert werden als Kapazitäten mit geringen Arbeitskosten. Dies ist aufgrund der bestehenden Aktivierungsregel in Deutschland, nach der eine Aktivierung nach der merit order der Arbeitspreisgebote erfolgt, auch der Fall.¹³⁷ Vor dem Hintergrund der ebenfalls in Deutschland bestehenden Vergütung in Höhe des Arbeitspreisgebots hätte sich die geringe Aktivierungswahrscheinlichkeit eines hohen Arbeitspreisgebots allerdings bei der Gewichtung dieses Arbeitspreisgebots im Zuschlagsverfahren widerspiegeln müssen. Da in Deutschland ein Arbeitspreisgebot jedoch mit der durchschnittlichen Abrufwahrscheinlichkeit gewichtet wurde, wurde das Arbeitspreisgebot von Anbietern mit hohen Arbeitskosten im Zuschlagsverfahren tendenziell zu stark gewichtet. Grundsätzlich gilt, dass eine Gewichtung des Arbeitspreisgebots im Zuschlagsmechanismus, die vom individuellen Gebot völlig unabhängig ist, immer zu einer Diskriminierung führt, die wiederum strategisches Verhalten der Bieter und Ineffizienzen hervorruft. Dieses Problem hätte auch durch eine reine Absenkung des Gewichtungsfaktors nicht gelöst werden können. Eine Absenkung hätte lediglich dazu führen können, dass der Gewichtungsfaktor für einen größeren Teil der Anlagen weniger stark vom effizienten Gewichtungsfaktor abweicht.

109. Daher wurde von einigen Marktteilnehmern, und auch vom Bundeskartellamt, eine Staffelung des Gewichtungsfaktors vorgeschlagen, bei der ein hohes Arbeitspreisgebot im Zuschlagsmechanismus mit einem niedrigen Faktor und – umgekehrt – ein niedriges Arbeitspreisgebot mit einem hohen Faktor einhergegangen wäre. Dieser Vorschlag versuchte sich der effizienten Lösung anzunähern, bei der für jedes Arbeitspreisgebot eine individuelle Zuschlagswahrscheinlichkeit und auf dieser Grundlage ein individueller Gewichtungsfaktor zu bestimmen wäre. Allerdings liefert auch die Berücksichtigung individueller Zuschlagswahrscheinlichkeiten in der Praxis nicht zwangsläufig effiziente Ergebnisse. Selbst wenn die Zuschlagsregel so angepasst worden wäre, dass in der Theorie keine Anreize bestanden hätten, Arbeitspreisgebote abzugeben, die von den wahren Arbeitskosten abweichen, hätte dieser Zuschlagsregel eine Prognose über die Abrufwahrscheinlichkeit in Abhängigkeit der Arbeitspreisgebote zugrunde gelegen. Potenzielle Anbieter hätten dagegen ihre eigene Prognose über die Abrufwahrscheinlichkeit bei Abgabe eines bestimmten Gebots zugrunde gelegt. In der Regel hätten diese Prognosen nicht genau übereinstimmt. Eine fehlende Übereinstimmung durchbricht jedoch die kritische Annahme, die die Effizienz des Mischpreisverfahrens gewährleistet.¹³⁸ Die ohnehin herausfordernde Ausgestaltung eines Mischpreisverfahrens dürfte somit in der Praxis keine effizienten Ergebnisse hervorbringen, wie auch die Bundesnetzagentur in ihrem Festlegungsverfahren mit Beschluss im Jahr 2011 bereits festgestellt hat.¹³⁹

¹³⁷ Vgl. Tz. 90.

¹³⁸ Vgl. Chao, H.-P./Wilson, R., Multi-Dimensional Procurement Auctions for Power Reserves: Robust Incentive-Compatible Scoring and Settlement Rules, *Journal of Regulatory Economics* 22(2), 2002, S. 161-183.

¹³⁹ Vgl. Tz. 100.

110. Um derartige Ineffizienzen zu vermeiden, haben Chao und Wilson (2002) vorgeschlagen, bei der Vergütung von abgerufener Regelenergie das Einheitspreisverfahren anzuwenden.¹⁴⁰ Bei Anwendung dieser Preisregel erhalten alle Regelenergieanbieter, deren Kapazitäten aktiviert werden, eine Vergütung in Höhe des Arbeitspreisgebots des letzten gerade noch aktivierten Anbieters. Es kann gezeigt werden, dass unter Anwendung dieser Preisregel die optimale Zuschlagsregel unabhängig vom individuellen Arbeitspreisgebot eines Bieters sein sollte. Hintergrund dieses Ergebnisses ist die Tatsache, dass Anbieter bei Anwendung des Einheitspreisverfahrens zur Vergütung des Abrufs von Regelenergie keinen Anreiz haben, sich strategisch zu verhalten und die wahren Arbeitskosten zu verschleiern. So könnten die Arbeitspreisgebote für eine effiziente Auswahl der günstigsten Anbieter verwendet werden, indem sie entsprechend der merit order aktiviert werden.

111. Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Erteilung eines Zuschlags ausschließlich unter Berücksichtigung des Leistungspreisgebots in Kombination mit der Vergütung auf Grundlage des Arbeitspreisgebots als Ursache für die beobachteten hohen Arbeitspreisgebote in Frage kommen kann. Um trotz einer Vergütung in Höhe des individuellen Arbeitspreisgebots zu effizienten Ergebnissen zu kommen, muss der Zuschlagsmechanismus mögliche Knappheitsrenten berücksichtigen, die Anbieter erhalten könnten, würden sie ihre wahren Arbeitskosten verschleiern. Ein Mischpreisverfahren kann dies mit Hilfe einer individuellen Gewichtung des Arbeitspreisgebots sicherstellen. Die Änderung des Zuschlagsmechanismus hin zu einem Mischpreisverfahren erschien vor diesem Hintergrund geeignet, strategisches Verhalten der Anbieter zu verhindern. Allerdings dürfte auch dieses Verfahren, insbesondere aufgrund der fehlenden Berücksichtigung der individuellen Abrufwahrscheinlichkeit, mit Ineffizienzen verbunden gewesen sein. Besonders problematisch erschien in diesem Zusammenhang eine mögliche Verdrängung einzelner Technologien aus dem Regelenergiemarkt. Dies könnte einerseits die von einigen Marktteilnehmern als stark wahrgenommene Position großer Akteure weiter verstärkt haben. Zudem stand eine mögliche Verdrängung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien und flexiblen Verbrauchern dem von der Bundesnetzagentur verfolgten Ziel entgegen, derartige Anlagen in den Regelenergiemarkt zu integrieren.¹⁴¹

112. Mit Blick auf die anstehende Einführung von Regularitätsmärkten und der Änderung der Preisregel für Regulararbeit auf europäischer Ebene ist daher fraglich, ob die kurzfristige und vorübergehende Änderung des Zuschlagsmechanismus das beste Instrument zur Behebung der beobachteten Probleme bei den Ausschreibungen für Regelenergie war. Mit einer frühzeitigen Einführung von Regularitätsmärkten und einer Änderung der Preisregel hätte die Funktionsweise der Ausschreibungen für Regelenergie, wie durch die Änderung des Zuschlagsmechanismus, ebenfalls entscheidend verändert werden können.

3.2.2 Einheitspreisverfahren kann Ausschreibungen vereinfachen

113. In Folge der Ereignisse am 17. Oktober 2017¹⁴² hatte die Bundesnetzagentur zunächst Analysen durchgeführt und auf dieser Grundlage am 2. Januar 2018 mitgeteilt, dass sich aus ihrer Sicht Handlungsbedarf ergebe, da ein erneuter sehr teurer Abruf von Regulararbeit nicht auszuschließen sei. Um dies zu verhindern, wurden die technisch zulässigen Arbeitspreise für die Sekundärregelleistung und die Minutenreserve mit den Intraday-Großhandelsmärkten harmonisiert, so dass nur noch Gebote zulässig waren, die 9.999 Euro/MWh nicht übersteigen.¹⁴³ Mit Einführung des Mischpreisverfahrens wurde diese Obergrenze nicht weiter angewendet. Auch nach Wiederabschaffung des Mischpreisverfahrens kommt diese Obergrenze aktuell nicht zur Anwendung.¹⁴⁴

¹⁴⁰ Vgl. Chao, H.-P./Wilson, R., Multi-Dimensional Procurement Auctions for Power Reserves: Robust Incentive-Compatible Scoring and Settlement Rules, *Journal of Regulatory Economics* 22(2), 2002, S. 161-183.

¹⁴¹ Vgl. BNetzA, Beschluss vom 13. Juni 2017, BK6-15-159, S. 11.

¹⁴² Vgl. Tz. 94 f.

¹⁴³ Vgl. BNetzA, Mitteilung anlässlich der Harmonisierung des technisch zulässigen Arbeitspreises der Regularitätsmärkte mit dem Intraday-Markt vom 2. Januar 2018, BK6-17-255.

¹⁴⁴ Vgl. energate messenger, Regelenergie: Rückkehr zum Leistungspreisverfahren fix, 23. Juli 2019, abrufbar unter <https://www.energate-messenger.de/news/193344/regelenergie-rueckkehr-zum-leistungspreisverfahren-ist-fix> (zuletzt abgerufen am 01.08.2019).

114. Die Vergütung für jedes Angebot, das zum Zuge kommt, bemisst sich gemäß § 8 Abs. 1 Satz 3 StromNZV nach dem im jeweiligen Angebot geforderten Preis. Der Gesetzgeber hat damit eine Vergütung nach dem Gebotspreisverfahren (pay as bid) vorgegeben. Gemäß dieser Preisregel wird die Vorhaltung von Sekundärregel- und Minutenreserveleistung aktuell in Höhe des Leistungspreisgebots vergütet.¹⁴⁵ Die Vergütung des tatsächlichen Abrufs von Regelenergie entspricht dem jeweiligen Arbeitspreisgebot des entsprechenden Anbieters.¹⁴⁶

115. Im Weißbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie „Ein Strommarkt für die Energiewende“ wurde allerdings im Jahr 2015 angekündigt, dass Regularbeitspreise der Sekundärregelleistung und Minutenreserve zukünftig mit Hilfe eines Einheitspreisverfahrens bestimmt werden sollen. Bei Anwendung eines Einheitspreisverfahrens (pay as cleared/uniform pricing) würden alle Anbieter in Höhe des letzten noch berücksichtigten Gebots vergütet. Das würde in Bezug auf den Abruf von Regelenergie bedeuten, dass alle Anbieter, die einen Zuschlag erhalten haben, bei tatsächlicher Aktivierung ihrer Kapazitäten eine Vergütung in Höhe des letzten aktivierten Arbeitspreisgebots erhalten würden. Als Vorteil dieser Preisregel wurde im Weißbuch ausgeführt, dass zu erwarten sei, dass die Marktteilnehmer unter dieser Preisregel Gebote in Höhe ihrer wahren Grenzkosten abgeben würden. Bei Anwendung des Gebotspreisverfahrens würden sie dagegen ihre potenzielle Vergütung und die erwartete, preisabhängige Abrufwahrscheinlichkeit berücksichtigen. Das Einheitspreisverfahren würde demgegenüber einfachere Gebote ermöglichen und effizientere Marktergebnisse erzeugen.¹⁴⁷

116. In § 8 Abs. 1 Satz 3 StromNZV wurde im Jahr 2016 dem entsprechend in Bezug auf das vorgesehene Gebotspreisverfahren die Einschränkung aufgenommen, dass die Bundesnetzagentur durch Festlegung des Verfahrens zur Vergütung der Regelenergie abweichend durch ein Einheitspreisverfahren regeln kann. Die Bundesnetzagentur hatte im Vorgriff auf diese geplante Erweiterung ihrer Kompetenzen in Bezug auf die Preisregel bereits Ende des Jahres 2015 die Einführung des Einheitspreisverfahrens für Sekundärregel- und Minutenreservearbeit zur Konsultation gestellt und gleichzeitig insbesondere in Bezug auf die Sekundärregelarbeit ihre Bedenken gegenüber einer derartigen Änderung der Preisregel geäußert. Diese wurden mit einem fehlenden Wettbewerb um den Arbeitspreis begründet. Als Ursache des fehlenden Wettbewerbs um die Arbeitspreise wurde der Zuschlagsmechanismus angeführt, der zum damaligen Zeitpunkt ausschließlich die Leistungspreisgebote berücksichtigte. Vor diesem Hintergrund sah die Bundesnetzagentur die Gefahr hoher, volatiler Regularbeitskosten, wenn durch die Einführung eines Einheitspreisverfahrens auch extrem hohe Arbeitspreisgebote preissetzend wären. Bereits im Jahr 2015 waren regelmäßig Arbeitspreisgebote von mehreren Tausend Euro/MWh aktiviert worden.¹⁴⁸

117. Letztlich hielt die Bundesnetzagentur am Gebotspreisverfahren für Sekundärregelarbeit auf Grundlage ihrer bereits geäußerten Bedenken fest. Als Vorteile eines Einheitspreisverfahrens sei von Befürwortern zwar angeführt worden, dass dieses die Erstellung eines Angebots erleichtere und Kosten dämpfend wirken könnte, da individuelle Preisaufschläge auf die Grenzkosten entfallen würden. Allerdings sei auch von Seiten der Marktakteure darauf hingewiesen worden, dass ein Einheitspreisverfahren nur in Verbindung mit einer Anpassung des Zuschlagsmechanismus in Form einer Berücksichtigung der Arbeitspreise eingeführt werden sollte.¹⁴⁹

118. In Bezug auf die Einführung eines Einheitspreisverfahrens für Minutenreservearbeit wurden im Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur keine Bedenken vorgetragen. Allerdings war hier zusätzlich auch die Einführung von Regularbeitsmärkten konsultiert worden.¹⁵⁰ Mit einer Einführung von Regularbeitsmärkten, können auch solche

¹⁴⁵ Vgl. BNetzA, Beschlüsse vom 13. Juni 2017, BK6-15-158/159, Tenorziffer 9a/10a.

¹⁴⁶ Vgl. BNetzA, Beschlüsse vom 13. Juni 2017, BK6-15-158/159, Tenorziffer 9b/10b.

¹⁴⁷ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), 2015, S. 68.

¹⁴⁸ Vgl. BNetzA, Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung und Minutenreserve – Konsultation von Eckpunkten vom 23. November 2015, S. 9 f.

¹⁴⁹ Vgl. BNetzA, Beschluss vom 13. Juni 2017, BK6-15-158, S. 42 f.

¹⁵⁰ Vgl. BNetzA, Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung und Minutenreserve – Konsultation von Eckpunkten vom 23. November 2015, S. 18 f.

Anbieter ein Arbeitspreisgebot abgeben, die keinen Zuschlag für die Vorhaltung von Regelreservekapazitäten erhalten haben. Gleichzeitig können Anbieter, die für die Vorhaltung von Regelreservekapazitäten einen Zuschlag erhalten haben, ihr Arbeitspreisgebot noch bis Handelsschluss des Regelarbeitsmarktes anpassen. Dies sollte durch die Steigerung des Wettbewerbs Druck auf die Arbeitspreisgebote ausüben und so die Einführung des Einheitspreisverfahrens ermöglichen.

119. Die Einführung von Regelarbeitsmärkten wurde zum damaligen Zeitpunkt jedoch verworfen, da Marktteilnehmer insbesondere negative Auswirkungen für den Großhandelsmarkt befürchtet hatten und wesentliche, zukünftig auf europäischer Ebene zu harmonisierende Ausgestaltungsmerkmale noch unklar waren.¹⁵¹ In der Folge entschied sich die Bundesnetzagentur unter Hinweis auf ähnliche Argumente wie bei den Ausschreibungen von Sekundärregelleistung auch gegen die Einführung des Einheitspreisverfahrens für Minutenreservearbeit. Insbesondere sei die Umstellung auf ein Einheitspreisverfahren unter Beibehaltung der Zuschlagserteilung allein auf Grundlage der Leistungspreise nicht anreizkompatibel. Eine Änderung der Zuschlagsregel wäre wiederum, insbesondere vor dem Hintergrund der anstehenden Einführung von Regelarbeitsmärkten, nur vorübergehend anwendbar und von der Mehrzahl der Marktteilnehmer abgelehnt worden.¹⁵²

120. Im Zusammenhang mit der optimalen Ausgestaltung von Ausschreibungen auf Strommärkten sind die Vor- und Nachteile von Einheitspreis- und Gebotspreisverfahren in der ökonomischen Literatur bereits umfassend untersucht worden.¹⁵³ So ist gut dokumentiert, dass sowohl das Einheits- als auch das Gebotspreisverfahren unter vollständigem Wettbewerb zu effizienten Ergebnissen führen können und die Gesamtkosten bei beiden Preisregeln gleich hoch sein können.¹⁵⁴

121. Bei Anwendung des Einheitspreisverfahrens hat ein Anbieter, unabhängig von den Geboten der anderen Marktteilnehmer, den Anreiz, seine tatsächlichen variablen Kosten zu bieten.¹⁵⁵ Böte er einen Preis, der oberhalb seiner variablen Kosten liegt, liefe er Gefahr, nicht erfolgreich zu sein, obwohl er immer dann einen Gewinn hätte erzielen können, wenn das letzte noch erfolgreiche Gebot oberhalb seiner variablen Kosten liegt. Böte er einen Preis unterhalb seiner variablen Kosten liefe er Gefahr, dass er erfolgreich ist, obwohl das letzte noch erfolgreiche Gebot unterhalb seiner variablen Kosten liegt. So haben alle Anbieter einen Anreiz, ein Gebot abzugeben, das ihren tatsächlichen variablen Kosten entspricht. In der Folge kommen nur die effizientesten Anbieter zum Zuge, und zusätzlich erwirtschaften, abgesehen vom letzten noch erfolgreichen Anbieter, alle Anbieter einen Gewinn.

122. Die Gewinne, die Anbieter erwirtschaften können, weil das letzte noch aktivierte Gebot im Einheitspreisverfahren den Preis für alle Einheiten setzt, stellen für die Übertragungsnetzbetreiber bzw. Bilanzkreisverantwortlichen Kosten für Regelarbeit dar. Werden nun unter dem Gebotspreisverfahren hohe Arbeitspreisgebote beobachtet, die dennoch aktiviert werden, besteht die Befürchtung, dass die Einführung des Einheitspreisverfahrens zu hohen, volatilen Regelarbeitskosten führen würde. Zunächst müsse daher ein Wettbewerb um die Arbeitspreise etabliert werden.¹⁵⁶ Vor dem Hintergrund, dass unter Anwendung des Gebotspreisverfahrens geringere Regelarbeitskosten anfallen, wenn alle Anbieter entsprechend ihrer tatsächlichen Arbeitskosten bieten, erscheinen diese Bedenken nachvollziehbar. Diese Sicht berücksichtigt allerdings nicht, dass ein solches Gebotsverhalten bedeuten würde, dass kein Anbieter einen Gewinn erzielen kann, und zwar selbst dann nicht, wenn seine variablen Kosten unterhalb derjenigen des letzten Gebots, das noch aktiviert wird, liegen würden. Wenn ein solcher Anbieter aber die variablen Kosten der anderen Anbieter einschätzen kann, kann er einen Gewinn erzielen, wenn er ein

¹⁵¹ Vgl. auch Kapitel 3.2.3.

¹⁵² Vgl. BNetzA, Beschluss vom 13. Juni 2017, BK6-15-159, S. 29 ff.

¹⁵³ Vgl. Grimm, V./Ockenfels, A./Zoettel, G., Strommarktdesign: Zur Ausgestaltung der Auktionsregeln an der EEX, *Journal of Regulatory Economics* 22(2), 2002, S. 161-183.

¹⁵⁴ Vgl. Müsge, F./Ockenfels, A./Peek, M., Economics and design of balancing power markets in Germany, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 55, 2014, S. 392-401.

¹⁵⁵ Vgl. ebenda.

¹⁵⁶ Vgl. Tz. 116.

Gebot abgibt, das dem letzten noch erfolgreichen Gebot nahe kommt. Aus diesem Grund kann es, abhängig von der Informationslage der Anbieter, selbst bei vollkommenem Wettbewerb zu ähnlichen Ergebnissen kommen wie bei der Anwendung des Einheitspreisverfahrens, weil alle Bieter versuchen, ein Gebot in Höhe des letzten Gebots, das noch aktiviert wird, abzugeben.

123. Das Einheitspreisverfahren hat allerdings gegenüber dem Gebotspreisverfahren den Vorteil, dass potenzielle Anbieter lediglich ihre eigenen variablen Kosten kennen müssen. Dagegen setzt eine gewinnbringende Teilnahme an den Ausschreibungen unter Anwendung des Gebotspreisverfahrens eine Kenntnis der variablen Kosten der Wettbewerber und des allgemeinen Wettbewerbsniveaus voraus. Dies erzeugt Transaktionskosten und erschwert kleineren Anbietern den Markteintritt, da es diesen Anbietern schwerer fallen dürfte, diese zusätzlichen Informationen zu generieren und so erfolgreich an den Ausschreibungen teilzunehmen. Zudem kann die Einbeziehung der geschätzten Kosten der Wettbewerber im Vergleich zur ausschließlichen Berücksichtigung der eigenen variablen Kosten bei der Gebotserstellung zu Ineffizienzen führen. Diese treten immer dann auf, wenn ein Bieter die Höhe der variablen Kosten des letzten noch erfolgreichen Bieters überschätzt und in der Folge aufgrund eines zu hohen Gebots nicht erfolgreich ist, während ein Bieter mit höheren variablen Kosten aufgrund einer besseren Schätzung (und eines niedrigeren Gebots) zum Zuge kommt.

124. Laut Bundesnetzagentur steht jedoch ein mangelnder Wettbewerb um die Arbeitspreise der Anwendung des Einheitspreisverfahrens entgegen.¹⁵⁷ Bei mangelndem Wettbewerb haben Bieter bei Einheitspreisauktionen Anreize, Kapazitäten zurückzuhalten. Durch eine solche Kapazitätszurückhaltung kann erreicht werden, dass ein höheres Gebot als letztes noch erfolgreiches Gebot den Einheitspreis setzt. Da dieser wiederum die Gewinne aller Gebote bestimmt, können so mit Hilfe weiterer Gebote eines Anbieters höhere Gewinne erzielt werden. Dieses Argument wird gegen eine Anwendung des Einheitspreisverfahrens bei mangelndem Wettbewerb angeführt. Außer Acht gelassen wird allerdings, dass das Einheitspreisverfahren kleineren Anbietern den Markteintritt erleichtert, da diese eine etwaige strategische Kapazitätszurückhaltung großer Anbieter nutzen können, um mit niedrigen Geboten in den Markt einzutreten.¹⁵⁸ Ein Mangel an Wettbewerb kann dadurch langfristig behoben werden.

125. Das Gebotspreisverfahren als Alternative zum Einheitspreisverfahren liefert bei mangelndem Wettbewerb ebenfalls keine optimalen Ergebnisse. Zwar ist es bei Anwendung des Gebotspreisverfahrens nicht möglich, durch Kapazitätszurückhaltung den Gewinn zu erhöhen, den weitere Einheiten erwirtschaften. Allerdings bestehen hier bei mangelndem Wettbewerb Anreize, nicht nur Gebote abzugeben, die die eigenen variablen Kosten übersteigen, sondern auch diejenigen des letzten Anbieters, der noch zum Zuge kommt. Bei mangelndem Wettbewerb muss das Gebotspreisverfahren gegenüber dem Einheitspreisverfahren daher nicht vorzugswürdig sein.¹⁵⁹

126. Einige Marktteilnehmer betonten in Bezug auf eine Anwendung des Einheitspreisverfahrens die Bedeutung des Zeitraumes, für den der Einheitspreis bestimmt wird. Da beim Einheitspreisverfahren als Vergütung der Preis des letzten noch erfolgreichen Gebots an alle Anbieter gezahlt wird, die erfolgreich waren, stellt sich die Frage, über welchen Zeitraum die Gebote zur Ermittlung des Einheitspreises zusammengefasst werden. Würde beispielsweise ein Einheitspreis für jede Stunde festgesetzt, besteht die Möglichkeit, dass innerhalb dieser Stunde für sehr kurze Zeit, beispielsweise zehn Minuten, große Mengen aktiviert werden müssen, während in der übrigen Zeit sehr kleine Mengen aktiviert würden. Diese Situation kann mit dem Abruf eines sehr hohen Arbeitspreisgebots in den zehn Minuten einhergehen, während in der übrigen Zeit lediglich relativ niedrige Arbeitspreisgebote abgerufen werden. In diesem Beispiel wäre jedoch das sehr hohe Arbeitspreisgebot für die gesamte Stunde preissetzend. Da gleichzeitig die Abrufwahrscheinlichkeit innerhalb dieser Stunde für ein Gebot mit niedrigem Arbeitspreis höher ist, bestehen für potenzielle Anbieter Anreize, Arbeitspreisgebote abzugeben, die unterhalb ihrer variablen

¹⁵⁷ Vgl. ebenda.

¹⁵⁸ Vgl. Ausubel et al. (2014), Demand reduction and inefficiency in multi-unit auctions, *The Review of Economic Studies*, 81 (4), S. 1366-1400.

¹⁵⁹ Vgl. Müsge, F./Ockenfels, A./Peek, M., Economics and design of balancing power markets in Germany, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 55, 2014, S. 392-401.

Kosten liegen.¹⁶⁰ Aus diesem Grund sollte der Zeitraum, für den jeweils ein Einheitspreis gesetzt wird, möglichst kurz sein.¹⁶¹

127. Ungeachtet möglicher praktischer Probleme, die mit einer Änderung der Preisregel einhergehen können, wird die Umsetzung gemäß der Vorgaben der Verordnung (EU) 2017/2195 langfristig die Einführung des Einheitspreisverfahrens für Regelarbeit erfordern. Die Verordnung zielt auf eine Harmonisierung und Integration der Regelenergiemärkte in Europa ab. Kern der Verordnung ist die Einrichtung von europäischen Plattformen für Regelarbeit. Um das Ziel gemeinsamer Regelarbeitsmärkte in Europa zu erreichen, sieht die Verordnung die Festlegung von harmonisierten Regelreserveprodukten vor, die auf den europäischen Plattformen getauscht werden sollen. Für diese sogenannten Standardprodukte sieht die Verordnung das Einheitspreisverfahren vor (Art. 30 Abs. 1 Satz 2 lit. a i. V. m. Art. 30 Abs. 4 Verordnung (EU) 2017/2195). Vom Einheitspreisverfahren kann nur abgewichen werden, wenn die Übertragungsnetzbetreiber Effizienzmängel bei Anwendung dieser Preisregel feststellen (Art. 30 Abs. 5 Verordnung (EU) 2017/2195). Zwar besteht für einzelne Übertragungsnetzbetreiber auch die Möglichkeit, sogenannte spezifische Produkte zu entwickeln und für diese eine andere Preisregel anzuwenden (Art. 30 Abs. 4 Verordnung (EU) 2017/2195). Allerdings muss in diesem Fall nachgewiesen werden, „*dass Standardprodukte nicht ausreichen, um die Betriebssicherheit oder das Gleichgewicht im System effizient zu gewährleisten, oder [...], dass einige Regelreserveressourcen nicht über Standardprodukte am Regelarbeitsmarkt teilnehmen können*“ (Art. 26 Abs. 1 Satz 2 lit. b Verordnung (EU) 2017/2195).

128. Auf lange Sicht ist davon auszugehen, dass es zu einer Anwendung des Einheitspreisverfahrens für Regelarbeit kommen wird, da die Verordnung vorsieht, dass möglichst der gesamte Bedarf an Regelarbeit der unterschiedlichen Qualitäten über die entsprechenden europäischen Plattformen gedeckt wird (Art. 19 Abs. 5 Satz 2 lit. c, Art. 20 Abs. 6 lit. c und Art. 21 Abs. 6 lit. c Verordnung (EU) 2017/2195). Insofern hätte eine Änderung der Preisregel für Regelarbeit bei den Ausschreibungen für Sekundärregel- und Minutenreserveleistung in Deutschland bereits in Richtung einer Harmonisierung der Regelenergiemärkte in Europa gewirkt. Zusätzlich wäre die Umstellung auf ein Einheitspreisverfahren geeignet gewesen, den Wettbewerb um den Arbeitspreis zu fördern und hätte gleichzeitig die Passgenauigkeit in Bezug auf den damaligen Zuschlagsmechanismus auf Grundlage des Leistungspreises erhöht.

129. Gleichzeitig ist anzuerkennen, dass die Änderung der Preisregel mit dem Risiko verbunden gewesen wäre, dass sich mangelnder Wettbewerb in hohen Kosten für Regelarbeit niederschlägt. Insofern ist die Zurückhaltung von Bundesnetzagentur und Marktteilnehmern gegenüber dem Einheitspreisverfahren nachvollziehbar. In Bezug auf die Preisregel war die Reaktion auf die beobachteten Preisspitzen am 17. Oktober 2017, die technisch zulässigen Arbeitspreise für die Sekundärregelleistung und die Minutenreserve mit den Intraday-Großhandelsmärkten zu harmonisieren und so nur noch Gebote zuzulassen, die 9.999 Euro/MWh nicht übersteigen, mit deutlich geringerem Risiko behaftet. Die Möglichkeit der Festlegung von technischen Preisgrenzen ist zudem auch für Regelarbeitsgebote auf den europäischen Plattformen vorgesehen (Art. 30 Abs. 2 Verordnung (EU) 2017/2195). Diese Maßnahme stand somit der europäischen Harmonisierung der Regelenergiemärkte nicht entgegen. Das Gebotspreisverfahren wird dagegen voraussichtlich langfristig durch das Einheitspreisverfahren abgelöst. Auf den europäischen Plattformen scheinen die Bedenken gegenüber der Anwendung des Einheitspreisverfahrens aufgrund von mangelndem Wettbewerb ohnehin weniger gerechtfertigt, da hier zusätzlich auch die Einführung von Regelarbeitsmärkten vorgesehen ist. Dieses Designelement kann den Wettbewerb und damit die Effizienz der Preisregeln zusätzlich beeinflussen.

¹⁶⁰ Vgl. Ocker, F./Ehrhart, K.-M./Belica, M., Harmonization of the European balancing power auction: A game-theoretical and empirical investigation, *Energy Economics* 73, 2018, S. 194-211.

¹⁶¹ Vgl. auch Ehrhart, K.-M./Ocker, F., Allocation, prices, and costs in the electricity wholesale market and balancing power market – An integrated approach, Mimeo, 2018.

3.2.3 Regelarbeitsmärkte zur Stärkung des Wettbewerbs einführen

130. Auf Regelleistungsmärkten erhalten Anbieter, die einen Zuschlag erhalten haben, eine Vergütung für die Vorhaltung ihrer Kapazitäten (Leistungspreis). Die Anbieter werden dafür entschädigt, dass sie sich verpflichten, ihre Kapazitäten für einen bestimmten Zeitraum zu reservieren. Mit der Reservierung sind i. d. R. Opportunitätskosten verbunden, die sich in den Leistungspreisen widerspiegeln. Werden die Kapazitäten dieser Anbieter für den Abruf von Regelenergie genutzt, erhalten sie eine zusätzliche Vergütung in Form des Arbeitspreises. Von Anbietern, die auf dem Regelleistungsmarkt keinen Zuschlag erhalten haben, wird in einem System ohne Regelarbeitsmärkte grundsätzlich keine Regelenergie abgerufen. Im Gegensatz dazu können in einem System mit Regelarbeitsmärkten auch Anbieter von Regelenergie, die keinen Zuschlag für die Vorhaltung von Kapazitäten erhalten haben, ein Arbeitspreisangebot abgeben und in der Folge für den kurzfristigen Abruf von Regelenergie aktiviert werden. Allerdings erhält ein Anbieter weiterhin nur dann eine Vergütung in Form des Arbeitspreises, wenn es zu einem Abruf seines Gebots kommt. Opportunitätskosten, die auch hier für die kurzfristige Reservierung der Kapazitäten anfallen können, werden auf dem Regelarbeitsmarkt im Gegensatz zum Regelleistungsmarkt nicht gesondert vergütet. In Bezug auf den Zeitraum zwischen Zuschlagserteilung und Erfüllungszeitpunkt kommen Regelarbeitsmärkte dem kontinuierlichen Intraday-Handel im Großhandelsmarkt nahe. Ob es tatsächlich zu einem Abruf von Regelenergie kommt, steht auf Regelarbeitsmärkten allerdings erst in Echtzeit fest. Im Großhandel steht dagegen bereits vor dem Lieferzeitpunkt fest, dass es zu einer Lieferung und der entsprechenden Vergütung kommt.

131. Die Einführung von Regelarbeitsmärkten wurde bereits im Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ diskutiert.¹⁶² In ihrem im Jahr 2015 eröffneten Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen für die Regelleistung sollte die Bundesnetzagentur laut Weißbuch mehr Anbietern die Bereitstellung von Regelarbeitsleistung ermöglichen, indem die Regel, dass benötigte Regelenergie nur von Kapazitäten abgerufen werden kann, die bei den Ausschreibungen einen Zuschlag für die Vorhaltung von Leistung erhalten haben, gelockert wird.

132. Daraufhin sah das zur Konsultation gestellte Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zum Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung und Minutenreserve bereits die Einführung eines Regelarbeitsmarktes für die Minutenreserve vor. Das Eckpunktepapier beschreibt entsprechend ausführlich das mögliche Marktdesign eines Minutenreservearbeitsmarktes. Die konsultierten Ausgestaltungsmerkmale betrafen dabei den Ausschreibungszyklus, den Ausschreibungsablauf, die Produktscheiben, die Angebote für Minutenreservearbeit, die Preisanpassung für bezuschlagte Angebote der Vorhaltung von Minutenreserveleistung und Merit Order und Abruf von Minutenreservearbeit.¹⁶³ Zentrales Merkmal des geplanten Arbeitsmarktes für Minutenreserve war es, präqualifizierten Anbietern zu ermöglichen, Arbeitspreisgebote abzugeben, ohne bei den Ausschreibungen für Minutenreserveleistung teilgenommen oder einen Zuschlag erhalten zu haben. Gleichzeitig sollten erfolgreiche Bieter in den Ausschreibungen für Minutenreserveleistung die Möglichkeit erhalten, ihr Arbeitspreisgebot nachträglich zu erhöhen oder zu senken.

133. In der finalen Fassung der Festlegung von Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Minutenreserve wurde jedoch auf den Abschnitt zum Regelarbeitsmarkt für die Minutenreserve verzichtet, obwohl ein Arbeitsmarkt nach Auffassung der Bundesnetzagentur die Teilnahme von Anbietern erzeugungs- und lastseitiger Flexibilität und die Bildung wettbewerblicher Arbeitspreise fördern könnte. Für die unterbliebene Einführung eines Regelarbeitsmarktes wurden zwei Gründe angeführt. Zum einen hätten sich die Marktteilnehmer überwiegend ablehnend geäußert, da von ihrer Seite negative Wechselwirkungen mit dem Intraday-Markt befürchtet wurden. Zum anderen seien die künftigen Rahmenbedingungen, die auf europäischer Ebene entwickelt werden, zum damaligen Zeitpunkt noch nicht hinreichend klar gewesen.¹⁶⁴

¹⁶² Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnisrapport des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), 2015, S. 67 f.

¹⁶³ Vgl. BNetzA, Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung und Minutenreserve – Konsultation von Eckpunkten vom 23. November 2015, S. 13 ff.

¹⁶⁴ Vgl. BNetzA, Beschluss vom 13. Juni 2017, BK6-15-159, S. 29 f.

134. Die Wechselwirkungen eines Minutenreservearbeitsmarktes mit dem Intraday-Markt könnte darin bestehen, dass Anbieter, die ihre Kapazitäten gewöhnlich auf dem kurzfristigen Intraday-Markt anbieten, auf dem sie bis 30 Minuten vor Lieferung handeln können, ihre Kapazitäten stattdessen auf dem Minutenreservearbeitsmarkt anbieten könnten und dem Intraday-Markt so Liquidität entzogen würde. Um diese Wechselwirkung möglichst gering zu halten, hatte die Bundesnetzagentur vorgeschlagen, dass die Ausschreibung für Minutenreservearbeit am Tag vor dem Erbringungszeitraum um 15 Uhr beginnt und 25 Minuten vor dem Erbringungszeitraum endet. Die Auktion wäre somit vor der Eröffnungsauktion der EPEX SPOT¹⁶⁵ gestartet und hätte fünf Minuten nach dem kontinuierlichen Intraday-Handel für Viertelstundenprodukte geendet.¹⁶⁶ Einige Marktteilnehmer wendeten jedoch ein, dass das Ende der Auktion vor dem Handelsschluss weiterer relevanter Märkte liege; so beispielsweise bei sogenannten OTC-Geschäften,¹⁶⁷ die bis 15 Minuten vor dem Erbringungszeitraum abgeschlossen werden. Eine Überlappung von Minutenreservearbeitsmarkt und Intraday-Handel könne daher nicht vollständig vermieden werden.¹⁶⁸ Dies wird umso deutlicher, wenn berücksichtigt wird, dass die Vorlaufzeit des kontinuierlichen Intraday-Handels mittlerweile auf fünf Minuten verkürzt wurde. Andererseits wurde auch darauf hingewiesen, dass es sich im Falle des Abrufs von Regelleistung um eine physikalisch nachweisbare Stromlieferung handele. Dies sei auf den übrigen Intraday-Märkten nicht notwendigerweise der Fall. Daher seien die Voraussetzungen für beide Märkte unterschiedlich und die genannten Bedenken nur teilweise nachvollziehbar.¹⁶⁹

135. Tatsächlich besteht für einen präqualifizierten Anbieter auch im aktuellen Marktdesign ohne Regelarbeitsmärkte die Möglichkeit, sich zu entscheiden, ob er seine Kapazitäten im Großhandel anbietet oder sich an den Ausschreibungen für Regelenergie beteiligt. Ein Anbieter wird bei seiner Entscheidung, sich an den Ausschreibungen für Regelenergie zu beteiligen, stets seine tatsächlichen Kosten, aber auch die Opportunitätskosten des Verzichts auf eine Teilnahme am Großhandelsmarkt berücksichtigen.¹⁷⁰ Eine solche Abwägung würde allerdings nur dann zu ineffizienten Ergebnissen führen, wenn Anbieter mit vergleichsweise geringen Kosten statt auf den Großhandelsmärkten auf den Regelenergiemärkten anbieten würden, da im Gegensatz zum Großhandelsmarkt, auf dem alle bezuschlagten Kapazitäten auch abgerufen werden, die Kapazitäten, die für die Regelenergiemärkte reserviert werden, nicht unbedingt auch abgerufen werden.¹⁷¹ Führt die richtige Kombination von Zuschlags- und Preisregel aber zur Effizienz auf den Regelenergiemärkten, kann gezeigt werden, dass auch der Großhandelsmarkt effiziente Ergebnisse liefert.¹⁷² In diesem Fall bestünde zudem der Anreiz, als Arbeitspreisgebot bereits im Zuschlagsverfahren für die Reservierung von Kapazitäten ein Gebot in Höhe der individuellen variablen Kosten abzugeben. Die zusätzliche Einführung eines Regelarbeitsmarktes würde dann einerseits keinen Mehrwert generieren. Andererseits bestünde aber auch nicht die Gefahr negativer Wechselwirkungen.¹⁷³

¹⁶⁵ Die EPEX SPOT ist eine europäische Börse für den kurzfristigen Stromgroßhandel.

¹⁶⁶ Vgl. BNetzA, Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung und Minutenreserve – Konsultation von Eckpunkten vom 23. November 2015, S. 13 f.

¹⁶⁷ OTC-Geschäfte („Over-the-Counter“-Geschäfte) werden außerbörslich bilateral zwischen Käufer und Verkäufer von Strom abgeschlossen.

¹⁶⁸ Vgl. beispielsweise bdew, Stellungnahme – Eckpunkte: Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für SRL und MRL, 2016, S. 17 f.

¹⁶⁹ Vgl. TenneT, Anbieterworkshop zum Festlegungsverfahren Sekundärregelung und Minutenreserveleistung/Arbeitsmarkt für Minutenreserve, 2016, S. 2.

¹⁷⁰ Vgl. beispielsweise Müsges, F./Ockenfels, A./Peek, M., Economics and design of balancing power markets in Germany, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 55, 2014, S. 392-401.

¹⁷¹ Vgl. Chao, H.-P./Wilson, R., Multi-Dimensional Procurement Auctions for Power Reserves: Robust Incentive-Compatible Scoring and Settlement Rules, *Journal of Regulatory Economics* 22(2), 2002, S. 161-183.

¹⁷² Vgl. Müsges, F./Ockenfels, A./Peek, M., Economics and design of balancing power markets in Germany, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 55, 2014, S. 392-401.

¹⁷³ Vgl. Ocker, F./Ehrhart, K.-M./Belica, M., Harmonization of the European balancing power auction: A game-theoretical and empirical investigation, *Energy Economics* 73, 2018, S. 194-211.

136. Gleichzeitig könnte durch einen Regelarbeitsmarkt eine obere Grenze für den Arbeitspreis entstehen.¹⁷⁴ Ocker et al. (2018) sehen in der Einführung von Regelarbeitsmärkten eine Möglichkeit, einen Wettbewerb um den Arbeitspreis zu etablieren, wenn die übrigen Ausgestaltungsmerkmale des Regelenergiemarktes zu Wettbewerbsproblemen führen. So würde beispielsweise verhindert, dass Anbieter ihre Kosten für die Kapazitätsvorhaltung untertreiben, um einen Zuschlag zu erhalten und die fehlenden Erlöse über sehr hohe Arbeitspreise zu kompensieren. Könnten so hohe Gewinne erwirtschaftet werden, erhielten auch Anbieter, die keinen Zuschlag für die Vorhaltung von Reservekapazität erhalten haben, einen Anreiz, ein Gebot im Regelarbeitsmarkt abzugeben.¹⁷⁵ Dies kann, ähnlich wie die Einbeziehung des Arbeitspreisgebots in den Zuschlagsmechanismus, Druck auf die Arbeitspreise ausüben.¹⁷⁶

137. Dementsprechend sahen einige Marktteilnehmer bei Einführung eines Minutenreservearbeitsmarktes, wie auch bei der Einbeziehung der Arbeitspreisgebote in den Zuschlagsmechanismus, die Möglichkeit, dass dies zu einer Verschiebung der Gesamtkosten für Regelenergie von der Arbeitspreiskomponente in Richtung der Leistungspreiskomponente zur Folge hätte.¹⁷⁷ Ein solcher Effekt wäre vor dem Hintergrund einer damit einhergehenden Annäherung an die effizienten Leistungs- und Arbeitspreisgebote allerdings nicht negativ zu beurteilen. Vielmehr wäre die Einführung eines Minutenreservearbeitsmarktes als Alternative zu einer Änderung der Zuschlagsregel zu sehen.

138. Als problematisch wurden von Seiten der Marktteilnehmer allerdings die hohen operativen Kosten eingeschätzt, die mit dem Betrieb eines Regelarbeitsmarktes einhergehen würden. Im Konsultationspapier der Bundesnetzagentur war ein Minutenreservearbeitsmarkt mit insgesamt 96 Zeitscheiben von jeweils einer Viertelstunde für jeden Kalendertag vorgeschlagen worden.¹⁷⁸ In Kombination mit der geplanten Vorlaufzeit von 25 Minuten ergäbe sich eine Komplexität, die nur mit einem hohen Automatisierungsgrad zu bewältigen sei. Dies würde insbesondere kleinere Anbieter überfordern und von der Teilnahme an diesem Markt ausschließen.¹⁷⁹ Vor diesem Hintergrund wurde von einzelnen Marktteilnehmern ein Zeitraum von zehn Minuten zwischen Handelsmarktende und Ende der Ausschreibungen für Minutenreservearbeit als angemessener Zeitraum vorgeschlagen. Zudem wurde vorgeschlagen, bei der Einführung von Regelarbeitsmärkten schrittweise vorzugehen, indem zunächst kalendertägliche Ausschreibungen für Sekundärregel- und Minutenreserveleistung eingeführt werden sollten, anschließend die Produktlaufzeiten verkürzt und zuletzt ein Minutenreservearbeitsmarkt eingeführt werden sollte.¹⁸⁰ Für diesen Prozess wurde eine Umsetzungsfrist von insgesamt zwei Jahren als angemessen betrachtet.¹⁸¹ Die kalendertäglichen Ausschreibungen, sowie im Falle der Sekundärregelung die Verkürzung der Produktlaufzeiten, hat die Bundesnetzagentur schließlich in den finalen Fassungen der Beschlüsse aus dem Jahr 2017 mit einer Umsetzungs-

¹⁷⁴ Vgl. Ehrhart, K.-M./Ocker, F., Allocation, prices, and costs in the electricity wholesale market and balancing power market – An integrated approach, Mimeo, 2018.

¹⁷⁵ Vgl. Ocker, F./Ehrhart, K.-M./Belica, M., Harmonization of the European balancing power auction: A game-theoretical and empirical investigation, Energy Economics 73, 2018, S. 194-211.

¹⁷⁶ Vgl. Tz. 97.

¹⁷⁷ Vgl. EFET, Stellungnahme zum Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur "Festlegungsverfahren zur Änderung der Ausschreibungsbedingungen MRL/SRL", 2016, S. 7; engie, Stellungnahme zu den Eckpunktepapieren BK6-15-158 und BK6-15-159, 2016, S. 3.

¹⁷⁸ Vgl. BNetzA, Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung und Minutenreserve – Konsultation von Eckpunkten vom 23. November 2015, S. 15.

¹⁷⁹ Vgl. illwerke, Stellungnahme zur Konsultation von Eckpunkten BK6-11-098 – Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung und Minutenreserve, 2016, S. 3.

¹⁸⁰ Alternativ zur Einführung eines Regelarbeitsmarktes wurde von einzelnen Marktteilnehmern vorgeschlagen, dass Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit erhalten, Regelarbeit direkt auf dem Intraday-Markt zu beschaffen (vgl. Bilanzkreis Kooperation, Stellungnahme zu den Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung und Minutenreserve (BK6-15-158, BK6-15-159); bne, bne-Stellungnahme zum BNetzA-Eckpunktepapier Ausschreibungsbedingungen SRL/MRL).

¹⁸¹ Vgl. beispielsweise e.on, e.on Position – Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung und Minutenreserve (BK6-15-158 und BK6-15-159), 2016, S. 7.

frist von zwölf Monaten eingeführt.¹⁸² Von der Einführung eines Regelarbeitsmarktes hatte die Bundesnetzagentur jedoch – auch unter Verweis auf noch unklare Entwicklungen auf europäischer Ebene – abgesehen.

139. Die Verordnung (EU) 2017/2195 sieht in Art. 16 Abs. 5 und 6 die Einführung von Regelarbeitsmärkten sowohl für Standardprodukte, die auf den europäischen Plattformen getauscht werden sollen, als auch für die nationale Ausnahme der spezifischen Produkte vor. Wie im Entwurf eines Minutenreservemarktes der Bundesnetzagentur¹⁸³ soll auch auf europäischer Ebene jeder präqualifizierte Regelreserveanbieter Regelarbeitsgebote abgeben dürfen, und auch für Anbieter, die im Ausschreibungsverfahren für die Vorhaltung von Regelleistung erfolgreich sind, darf der Preis für den Abruf von Regelenergie nicht vorab festgelegt werden. Hiervon darf nur im Falle spezifischer Produkte, d. h. auf nationaler Ebene, abgewichen werden, wenn eine bessere Wirtschaftlichkeit nachgewiesen wird. Diese Ausnahme kann ein Übertragungsnetzbetreiber in seinem Vorschlag für die Modalitäten für den Systemausgleich vorsehen, der sechs Monate nach Inkrafttreten der Verordnung zu entwickeln ist (Art. 18 Verordnung (EU) 2017/2195). Darüber hinaus gibt die Verordnung nur wenige Ausgestaltungsmerkmale vor. Art. 24 Verordnung (EU) 2017/2195 sieht lediglich vor, dass die Vorschläge im Zusammenhang mit der Implementierung der europäischen Plattformen für Regelenergie eine Harmonisierung des Zeitpunkts der Schließung des Regelarbeitsmarktes sicherstellen sollen. Dieser Zeitpunkt muss möglichst echtzeitnah sein und darf nicht vor dem Zeitpunkt der Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes liegen. Weitere Konkretisierungen in Bezug auf die Regelarbeitsmärkte sollten im Rahmen der Entwicklung von sogenannten Umsetzungsrahmen für die europäischen Plattformen durch alle europäischen Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagen und gemäß Art. 5 Abs. 6 Verordnung (EU) 2017/2195 allen europäischen Regulierungsbehörden zur Genehmigung vorgelegt werden. Sind die Umsetzungsrahmen genehmigt, beginnt für die Übertragungsnetzbetreiber die Frist zur Umsetzung und Inbetriebnahme von einem Jahr (vgl. Art. 19 bis 21 Verordnung (EU) 2017/2195).

140. Die Vorschläge für die Umsetzungsrahmen für die europäischen Plattformen liegen bereits vor und werden derzeit geprüft (vgl. mFRRIF gemäß Art. 20 Verordnung (EU) 2017/2195 und aFRRIF gemäß Art. 21 Verordnung (EU) 2017/2195).¹⁸⁴ Im Rahmen dieser Vorschläge werden u. a. Standardprodukte für den Austausch von Sekundärregel- bzw. Minutenreserve auf den entsprechenden europäischen Plattformen definiert. Diese Standardprodukte sehen u. a. Produktzeitscheiben von fünfzehn Minuten vor (Art. 6 aFRRIF bzw. Art. 6 mFRRIF). Zudem schlagen die europäischen Übertragungsnetzbetreiber vor, dass das Ausschreibungsende 25 Minuten vor dem entsprechenden Erfüllungszeitraum liegen soll (Art. 7 aFRRIF bzw. Art. 7 mFRRIF). Damit entsprechen die genannten Eckpunkte des Vorschlags der europäischen Übertragungsnetzbetreiber den Vorstellungen der Bundesnetzagentur, die diese zu Beginn des Festlegungsverfahrens aus dem Jahr 2015 für die Einführung eines Minutenreservearbeitsmarktes in ihrem Eckpunktepapier beschrieben hatte und damit bei Marktteilnehmern auf Widerstand gestoßen war, da diese hohe operative Kosten befürchteten.¹⁸⁵ Allerdings kann der damalige Vorschlag der Bundesnetzagentur damit rückblickend durchaus als mit dem europäischen Zielmodell vereinbar betrachtet werden, sofern die Vorschläge der Übertragungsnetzbetreiber von den Regulierungsbehörden genehmigt werden.

141. Parallel zur Entwicklung und Umsetzung der europäischen Plattformen zum Austausch von Regelarbeit, haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur nach vorheriger Konsultation einen Vorschlag für die Modalitäten für Regelreserveanbieter gemäß Art. 18 Verordnung (EU) 2017/2195 vorgelegt, der lediglich von der Bundesnetzagentur genehmigt und, wie die europäischen Plattformen, innerhalb eines Jahres nach erfolgter Genehmigung umgesetzt werden muss (Art. 5 Abs. 4 und 5 Verordnung (EU) 2017/2195). Dieser

¹⁸² Vgl. BNetzA, Beschlüsse vom 13. Juni 2017, BK6-15-158/159 Tenorziffer 1; Beschluss vom 13. Juni 2017, BK6-15-158, Tenorziffer 3.

¹⁸³ Vgl. Tz. 132.

¹⁸⁴ Vgl. entsoe, All TSOs' proposal for the implementation framework for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with manual activation in accordance with Article 20 of Commission Regulation (EU) 2017/2195 establishing a guideline on electricity balancing, 2018 (mFRRIF) und entsoe, All TSOs' proposal for the implementation framework for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation in accordance with Article 21 of Commission Regulation (EU) 2017/2195 establishing a guideline on electricity balancing, 2018 (aFRRIF).

¹⁸⁵ Vgl. Tz. 138.

Vorschlag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber enthält in § 38 ebenfalls einen Vorschlag zur Einführung eines Regelarbeitsmarktes.¹⁸⁶ Kernpunkt ist auch hier zum einen die Möglichkeit, das Arbeitspreisgebot bei bereits in der Leistungsauktion bezuschlagten Geboten nachträglich anzupassen, zum anderen die Möglichkeit, Arbeitspreisgebote abzugeben, ohne an der Leistungspreisauktion teilgenommen oder einen Zuschlag erhalten zu haben. Im Gegensatz zum ersten Konzept eines Minutenreservearbeitsmarktes und dem Vorschlag der europäischen Übertragungsnetzbetreiber zu den europäischen Plattformen sollen hier allerdings dieselben Produktscheiben gelten wie in den Ausschreibungen für die jeweilige Regelleistung, wo täglich sechs Produktscheiben ausgeschrieben werden.¹⁸⁷ Auch der Zeitpunkt der Schließung soll nicht 25 Minuten, sondern eine Stunde vor Beginn der Produktscheibe liegen.

142. Die Übertragungsnetzbetreiber wollen diese Abweichungen vom europäischen Zielmodell in Kauf nehmen, um eine schnelle Einführung des Regelarbeitsmarktes sicherzustellen. Die Ertüchtigung von Anbieter- und Abrufsystemen sei sehr aufwendig und zeitintensiv. Daher soll den Marktteilnehmern zum Start des Regelarbeitsmarktes ausreichend Zeit gegeben werden, um mit diesem Konzept erste betriebliche Erfahrungen zu sammeln. Eine kleinere Anzahl an Produktzeitscheiben und ein größerer Vorlauf zwischen Angebotsabgabe und Regelreserveabruf werden von den Übertragungsnetzbetreibern als Übergangslösung für sinnvoll erachtet.¹⁸⁸

143. Zusammenfassend scheint die Einführung von Regelarbeitsmärkten geeignet, den Wettbewerb auf den Regelenergiemärkten zu erhöhen. Gegenüber der Monopolkommission gab eine überwiegende Zahl der Marktteilnehmer an, dass durch die Einführung von Regelarbeitsmärkten eine Stärkung des Wettbewerbs zu erwarten sei. Insbesondere werden sinkende Markteintrittsbarrieren für erneuerbare Energien und zunehmender Druck auf die Arbeitspreise erwartet. Andererseits wird von Seiten der Marktteilnehmer auch die Gefahr von Konsolidierungseffekten aufgrund steigender Anforderungen an potenzielle Regelenergieanbieter gesehen. Insofern könnte der Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber, der zwar die Einführung von Regelarbeitsmärkten vorsieht, aber versucht, den Marktteilnehmern durch Abweichungen vom europäischen Zielmodell den Übergang zu erleichtern, ein geeigneter Kompromiss sein. Auch bei Änderung dieses Ausgestaltungsmerkmals der Regelenergiemärkte sind allerdings Wechselwirkungen mit weiteren Ausgestaltungsmerkmalen, insbesondere der Ausgestaltung der Zuschlags- und Preisregel, zu berücksichtigen.

3.2.4 Zwischenfazit: Reform der Regelenergiebeschaffung zügig umsetzen

144. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt gehen bei den Ausschreibungen zur Beschaffung von Regelenergie aufgrund eines insgesamt deutlichen Anstiegs der präqualifizierten Anbieter von einem erhöhten Wettbewerbspotenzial aus. Diese Einschätzung wird auch von der überwiegenden Zahl der Marktteilnehmer geteilt. Gleichzeitig waren in den vergangenen Jahren allerdings wiederholt hohe Preise für Regelarbeit beobachtet worden. Am 17. Oktober 2017 kam es bei den Ausschreibungen für Minutenreserveleistung schließlich zur Aktivierung von Arbeitspreisgeboten in Höhe von 77.777 Euro/MWh, die von der Bundesnetzagentur weder auf eine grundsätzliche Angebotsknappheit noch auf eine angespannte Netzsituation zurückgeführt werden konnte. Daher wurde im Januar 2018 zunächst eine Obergrenze für zulässige Arbeitsgebote in Höhe von 9.999 Euro/MWh eingeführt. Im Mai 2018 änderte die Bundesnetzagentur dann den Zuschlagsmechanismus bei den Ausschreibungen für Sekundärregel- und Minutenreserveleistung. Seit Oktober 2018 erfolgte der Zuschlag bei diesen Ausschreibungen auf Grundlage eines sogenannten Mischpreisverfahrens, bei dem neben dem Leistungspreisgebot auch das Arbeitspreisgebot berücksichtigt wurde. Das Oberlandesgericht Düsseldorf hob die entsprechenden Entscheidun-

¹⁸⁶ 50 Hertz, Amprion, TenneT und Transnet BW, Modalitäten für Regelreserveanbieter gemäß Artikel 18 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, 2019.

¹⁸⁷ Vgl. Tz. 85.

¹⁸⁸ Vgl. 50 Hertz, Amprion, TenneT und Transnet BW, Begleitdokument für die Modalitäten für Regelreserveanbieter gemäß Artikel 18 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, 2019, S. 10.

gen der Bundesnetzagentur im Juli 2019 jedoch wieder auf, so dass aktuell der Zuschlag wieder ausschließlich auf Grundlage des Leistungspreisgebots erfolgt.¹⁸⁹

145. Parallel zu diesen Entwicklungen in Deutschland findet auf europäischer Ebene aktuell eine Harmonisierung und Integration der Regelenergiemärkte statt. Im Zentrum steht hier die Schaffung von europäischen Plattformen für den Austausch von Regularbeit. Vor diesem Hintergrund ist auf europäischer Ebene insbesondere die Einführung von Regularbeitsmärkten vorgesehen, auf denen jeder präqualifizierte Anbieter ein Arbeitspreisgebot abgeben kann, auch wenn er sich nicht an den Ausschreibungen für die Vorhaltung von Regelenergie beteiligt oder dort keinen Zuschlag erhalten hat. Gleichzeitig erhalten die bereits für die Vorhaltung von Regelenergie bezuschlagten Anbieter die Möglichkeit, ihr Arbeitspreisgebot nachträglich anzupassen. Als Preisregel ist auf europäischer Ebene das Einheitspreisverfahren vorgesehen. Zwar erhalten die Mitgliedstaaten die Möglichkeit, sich nationale Ausnahmen genehmigen zu lassen, allerdings soll langfristig der gesamte Bedarf an Regularbeit über die entsprechenden europäischen Plattformen gedeckt werden. Insofern stellt die Einführung von Regularbeitsmärkten unter Anwendung des Einheitspreisverfahrens das europäische Zielmodell dar.

146. Das europäische Zielmodell, das die Einführung von europaweiten Regularbeitsmärkten in Kombination mit der Anwendung des Einheitspreisverfahrens vorsieht, ist geeignet, den Wettbewerb auf den Regelenergiemärkten zu stärken. Bei Anwendung des Einheitspreisverfahrens haben Anbieter, ausreichend Wettbewerb vorausgesetzt, Anreize, Arbeitspreisgebote in Höhe ihrer tatsächlichen Arbeitskosten abzugeben. Ist der Wettbewerb unzureichend, besteht bei Anwendung dieser Preisregel zwar die Gefahr, dass Anbieter Kapazitäten zurückhalten, um den Preis für ihre weiteren Einheiten zu erhöhen; allerdings wird es dadurch für kleinere Anbieter attraktiver in den Markt einzutreten. Dies wird potenziellen Anbietern durch die gleichzeitige Einführung von Regularbeitsmärkten vereinfacht. Der Bieterkreis wird dabei nicht weiter auf diejenigen Anbieter beschränkt, die einen Zuschlag für die Vorhaltung von Regelreserve erhalten haben. Zudem dürfte auf den europäischen Plattformen für den Austausch von Regularbeit tendenziell eine größere Zahl an Anbietern im Wettbewerb miteinander stehen.

147. Vor dem Hintergrund des europäischen Zielmodells ist ein Mischpreisverfahren weder anwendbar, noch notwendig, um effiziente Ergebnisse sicherzustellen. Zum einen ist die Einführung von Regularbeitsmärkten nicht mit der Anwendung eines Mischpreisverfahrens zu vereinbaren, da Arbeitsgebote auch nach Zuschlagserteilung geändert werden könnten. Zum anderen kann gezeigt werden, dass bei Anwendung des Einheitspreisverfahrens der Zuschlag nicht vom individuellen Arbeitspreisgebot abhängen sollte, um effiziente Ergebnisse zu gewährleisten. Ein Zuschlagsmechanismus, der lediglich das Leistungspreisgebot bei Bezuschlagung für die Vorhaltung von Reserveleistung berücksichtigt, ist bei Anwendung des Einheitspreisverfahrens somit effizient.

148. Daher erscheint die kurzfristige Änderung des Zuschlagsmechanismus durch die Bundesnetzagentur zunächst als Widerspruch. Statt einer Trennung von Leistungs- und Arbeitsmarkt für Regelenergie hat das Mischpreisverfahren eine stärkere Verzahnung zur Folge. Die Bundesnetzagentur war sich dessen bewusst und bezeichnete das Mischpreisverfahren daher selbst als Übergangslösung. Aus Sicht der Monopolkommission war ein Mischpreisverfahren grundsätzlich als Übergangslösung geeignet, den Zuschlagsmechanismus an die aktuelle Preisregel bei den Ausschreibungen für Regelenergie anzupassen. Aktuell wird die Aktivierung von Sekundärregel- und Minutenreserveleistung in Höhe des individuellen Arbeitspreisgebots des erfolgreichen Anbieters vergütet (Gebotspreisverfahren). Gleichzeitig erfolgt die Aktivierung von Kapazitäten ausschließlich nach der Reihung der Arbeitspreisgebote von in den Ausschreibungen für die Vorhaltung von Regelreserven erfolgreichen Bietern (kein Regularbeitsmarkt). Die Beibehaltung dieser Rahmenbedingungen erfordert eine Berücksichtigung des Arbeitspreisgebots bei der Erteilung des Zuschlags, um strategisches Bieten zu minimieren und zu effizienten Ergebnissen zu gelangen.

149. Allerdings wäre eine Berücksichtigung der Arbeitspreisgebote auf Grundlage der erwarteten individuellen Abrufwahrscheinlichkeit vorzugswürdig gewesen. Um den administrativen Aufwand in Grenzen zu halten, wäre die vom Bundeskartellamt vorgeschlagene Unterteilung in Kontingente, denen jeweils ein Gewichtungsfaktor zugewiesen worden wäre, eine sinnvolle Umsetzungsmöglichkeit gewesen. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass

¹⁸⁹ Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 22. Juli 2019, 3 Kart 806/18 (V), ECLI:DE:OLGD:2019:0722.3KART806.18V.00 (zit. nach NRWE).

die Einführung des Mischpreisverfahrens letztlich ohnehin erst seit Oktober 2018 angewendet wurde, wäre die mit einer derartig differenzierteren Variante eines Mischpreisverfahrens verbundene längere Umsetzungsfrist vertretbar gewesen. Denn eine Variante eines Mischpreisverfahrens, die sich einer Berücksichtigung der individuellen Abrufwahrscheinlichkeit im Zuschlagsverfahren annähert, hätte zu effizienteren Ergebnissen führen können. Auch Befürchtungen in Bezug auf eine Benachteiligung einzelner Marktteilnehmer hätten auf diese Weise weitgehend ausgeräumt werden können. Eine derart kurzfristige Umstellung auf ein Mischpreisverfahren hätte im Übrigen vermieden werden können, da die fehlende Passgenauigkeit des Zuschlagsmechanismus und der Preisregel seit der ersten Festlegung der Bundesnetzagentur mit Beschluss im Jahr 2007 bestand. Entsprechend wurden auch die vergleichsweise hohen Regularbeitspreise nicht erst im Jahr 2017 beobachtet.

150. Als Alternative zur Änderung des Zuschlagsmechanismus wäre auch eine Änderung der Preisregel in Betracht gekommen. Die Kombination einer Zuschlagsregel, bei der Zuschläge ausschließlich auf Grundlage des Leistungspreisgebots erteilt werden, mit einer Preisregel, nach der die Vergütung auf Grundlage des Einheitspreisverfahrens erfolgt, führt zu effizienten Ergebnissen, sofern von vollständigem Wettbewerb ausgegangen werden kann.¹⁹⁰ Bei Beibehaltung der Zuschlagserteilung auf Grundlage des Leistungspreisgebots hätte die Umstellung auf ein Einheitspreisverfahren somit zu effizienten Ergebnissen führen können. Hiervon wurde jedoch mit der Begründung abgesehen, dass ein mangelnder Wettbewerb um die Arbeitspreise aufgrund des Zuschlagsverfahrens die Anwendung des Einheitspreisverfahrens nicht zulasse. Die Gefahr sei zu groß, dass überhöhte Arbeitspreisgebote bei Anwendung des Einheitspreisverfahrens preissetzend würden. Wie in Abschnitt 1.2.1 dargestellt, ist dies jedoch nicht unbedingt der Fall. Denn die Erteilung des Zuschlags ausschließlich auf Grundlage des Leistungspreisgebots ist in Verbindung mit der Anwendung des Einheitspreisverfahrens geeignet, die potenziellen Anbieter dazu zu veranlassen, ihre tatsächlichen Arbeitskosten zu offenbaren. Eine Änderung des Zuschlagsmechanismus wäre zum damaligen Zeitpunkt daher gerade nicht notwendig gewesen, um ein effizientes Verfahren zu gewährleisten. Vielmehr ist die im Jahr 2015 zur Diskussion gestellte Einführung des Einheitspreisverfahrens als Substitut der im Jahr 2018 erfolgten Änderung des Zuschlagsmechanismus in Form einer Berücksichtigung des Arbeitspreisgebots zu verstehen. Allerdings ist sich die Monopolkommission bewusst, dass eine Erhöhung der Passgenauigkeit von Zuschlags- und Preisregel durch eine Umstellung auf ein Einheitspreisverfahren möglicherweise mit dem Risiko einhergegangen wäre, dass sich mangelnder Wettbewerb in hohen Kosten für Regularbeit niederschlägt. Dieses Risiko wurde durch den von der Bundesnetzagentur gewählten Weg einer Umstellung des Zuschlagsmechanismus auf das Mischpreisverfahren reduziert.

151. Dies gilt in ähnlicher Weise auch für die Einführung eines Regularbeitsmarktes. Die Einführung eines Regularbeitsmarktes erscheint aus Effizienzgesichtspunkten und vor dem Hintergrund der Harmonisierung und Integration der europäischen Regelenergiemärkte sinnvoll. Eine frühzeitige Einführung wäre daher wünschenswert gewesen. Auch die Einführung der Übergangslösung des Mischpreisverfahrens hätte sich dadurch erübrigt. Zwar kann auch die Einführung von Regularbeitsmärkten zu einer Verschiebung der Gesamtkosten in Richtung der Leistungspreise führen. Allerdings erscheinen Regularbeitsmärkte gegenüber der Änderung der Zuschlagsregel vorteilhaft, weil Anbieter mit hohen Arbeitskosten nicht wegen einer einheitlichen Berücksichtigung der Arbeitspreisgebote im Zuschlagsmechanismus schlechter gestellt würden. Die Einführung eines Regularbeitsmarktes hat zudem den Vorteil, dass ein solcher unabhängig von der angewendeten Preisregel Kollusion und daraus möglicherweise resultierende überhöhte Preise beschränken kann.¹⁹¹

152. Die Monopolkommission begrüßt daher Bestrebungen, Regularbeitsmärkte in Deutschland zügig einzuführen. Zwar stellt die Einführung von Regularbeitsmärkten in Deutschland nach dem Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber einen zusätzlichen Zwischenschritt hin zum europäischen Zielmodell dar. Dieser Zwischenschritt ist im Gegensatz zur Anwendung des Mischpreisverfahrens allerdings geeignet, die Marktteilnehmer an die zukünftigen

¹⁹⁰ Vgl. Chao, H.-P./Wilson, R., Multi-Dimensional Procurement Auctions for Power Reserves: Robust Incentive-Compatible Scoring and Settlement Rules, *Journal of Regulatory Economics* 22(2), 2002, S. 161-183.

¹⁹¹ Vgl. Ocker, F./Ehrhart, K.-M./Belica, M., Harmonization of the European balancing power auction: A game-theoretical and empirical investigation, *Energy Economics* 73, 2018, S. 194-211.

gen europäischen Rahmenbedingungen heranzuführen. Im Sinne einer Stärkung des Wettbewerbs durch die Harmonisierung und Integration der Regelenergiemärkte sollte allerdings auch in Bezug auf die Regularitätsmärkte schnellstmöglich auf die Nutzung sogenannter spezifischer Produkte auf nationaler Ebene verzichtet und entsprechend des europäischen Ziels der Bedarf an Regelenergie vornehmlich über die europäischen Plattformen beschafft werden.

3.3 Ausgleichsenergiepreissystem geeignet, Bilanzkreistreue sicherzustellen

153. Regelenergie muss über das im vorangegangenen Abschnitt analysierte System beschafft werden, da es im Stromsystem zu Abweichungen bei den geplanten Ein- und Auspeisungen kommen kann. Zum Zwecke der Bilanzierung von geplanten Ein- und Auspeisungen bilden Netznutzer gemäß § 4 StromNZV sogenannte Bilanzkreise und benennen einen Bilanzkreisverantwortlichen. In seiner Funktion als Schnittstelle zwischen Netznutzern und Übertragungsnetzbetreibern ist der Bilanzkreisverantwortliche dazu verpflichtet, die Einspeisungen und Entnahmen in seinem Bilanzkreis ausgeglichen zu halten. Gelingt dies trotz sorgfältiger Prognose nicht, kommt es zu Bilanzungleichgewichten. Ein Bilanzkreis, der weniger Strom in das System einspeist, als er entnimmt, wird als „unterspeist“ bezeichnet. Ein unterspeister Bilanzkreis benötigt sogenannte Ausgleichsenergie aus dem System. Ein Bilanzkreis, der mehr Strom in das System einspeist als er entnimmt, wird als „überspeist“ bezeichnet. Ein solcher Bilanzkreis gibt Ausgleichsenergie in das System ab. In beiden Fällen wird die Ausgleichsenergie mit Hilfe eines sogenannten Ausgleichsenergiepreises bewertet und zwischen dem Bilanzkreisverantwortlichen und dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber abgerechnet.

154. Zwischen diesem Bilanzkreissystem und der Bereitstellung von Regelenergie durch die Übertragungsnetzbetreiber besteht eine direkte Verbindung, da die Ungleichgewichte aller Bilanzkreise einer Regelzone in ihrer Summe regelmäßig auch zu einem Ungleichgewicht in der gesamten Regelzone führen.¹⁹² Ist die Regelzone unterspeist, muss positive Regelenergie aktiviert werden. Ist die Regelzone überspeist, muss negative Regelenergie aktiviert werden. Insofern wird der Abruf von Regelenergie durch die Summe der Ungleichgewichte der Bilanzkreise im Stromsystem determiniert.¹⁹³ Zu derartigen Ungleichgewichten kann es beispielsweise aufgrund technischer Störungen jederzeit kommen, obwohl die Bilanzkreisverantwortlichen gemäß § 4 Abs. 2 Satz 2 StromNZV zu einer ausgeglichenen Bilanz verpflichtet sind. Allerdings liegt auf der Hand, dass der Ausgleichsenergiepreis, der bei Bilanzkreisungleichgewichten anfällt, beeinflusst, welche Anstrengungen unternommen werden, um mit Hilfe möglichst genauer Prognosen und ggf. kurzfristigen Geschäften auf dem Großhandelsmarkt eine ausgeglichene Bilanz zu erreichen. Die Einhaltung einer ausgeglichenen Bilanz wird als „Bilanzkreistreue“ bezeichnet; die Ausgestaltung des Ausgleichsenergiepreises bestimmt die Anreize zur Bilanzkreistreue und damit den Regelenergiebedarf. Umso wichtiger ist es, dass der Ausgleichsenergiepreis den Grenzkosten des Regelenergieabrufs entspricht.

155. Der Ausgleichsenergiepreis in Deutschland muss gemäß § 8 Abs. 2 Satz 2 und 3 StromNZV auf den Kosten und Erlösen für den Abruf von Sekundärregularität und Minutenreservearbeit basieren und für Bilanzkreisüberspeisungen und Bilanzkreisunterspeisungen identisch sein. Dementsprechend wird der Ausgleichsenergiepreis gebildet, indem für jede Viertelstunde die gesamte von den Übertragungsnetzbetreibern für den Ausgleich des Netzregelverbundes aufgewendete Geldmenge (Kosten abzüglich Erlöse aus der Aktivierung von Regelenergie – finanzieller Saldo) durch den Saldo der aufgewendeten Energiemenge (aktivierte positive abzüglich aktivierte negative Regelenergie – energetischer Saldo) dividiert wird. In der Regel ist der finanzielle Saldo positiv, da die Kosten die Erlöse in den meisten Viertelstunden übersteigen. Er kann allerdings auch negative Werte annehmen. Der energetische Saldo ist positiv, wenn die Regelzonen des Netzregelverbunds im Mittel unterspeist sind, und negativ, wenn sie im Mittel überspeist sind. Abhängig vom resultierenden Vorzeichen des Ausgleichsenergiepreises und der Richtung der Bilanzabweichung eines Bilanzkreises ergeben sich vier unterschiedliche Konstellationen, die

¹⁹² Vgl. consentec, Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt 2014, S. 6, abrufbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/download/marktbeschreibung> (zuletzt abgerufen am 01.08.2019).

¹⁹³ Vgl. Meeus, L./Schittekatte, T., The EU electricity network codes, European University Institute – Technical Report – February 2018, S. 58, abrufbar unter <http://cadmus.eui.eu/handle/1814/51326> (zuletzt abgerufen am 02.08.2019).

entweder eine Zahlung vom Bilanzkreisverantwortlichen an die Übertragungsnetzbetreiber auslösen oder – umgekehrt – eine Zahlung von den Übertragungsnetzbetreibern an den Bilanzkreisverantwortlichen. Diese Konstellationen sind in Tabelle 3.1 dargestellt.¹⁹⁴ Zur Veranschaulichung sei angenommen, für eine bestimmte Viertelstunde würden die Kosten für den Abruf von Regelenergie die Erlöse (Regelfall) übersteigen und der Netzregelverbund sei im Mittel unterspeist, dann wäre der Ausgleichsenergiepreis positiv und ein unterspeister Bilanzkreis müsste den Ausgleichsenergiepreis an die Übertragungsnetzbetreiber zahlen (Fall 1). Ein überspeister Bilanzkreis würde dagegen den Ausgleichsenergiepreis von den Übertragungsnetzbetreibern erhalten (Fall 2).¹⁹⁵

Tabelle 3.1: Zahlungsrichtung bei Konstellationen von Ausgleichsenergiepreis und Bilanzungleichgewicht

Fall	Ausgleichsenergiepreis	Bilanzkreis	Zahlungsrichtung
1	Positiv	Unterspeist	Bilanzkreisverantwortlicher an Übertragungsnetzbetreiber
2	Positiv	Überspeist	Übertragungsnetzbetreiber an Bilanzkreisverantwortlichen
3	Negativ	Unterspeist	Übertragungsnetzbetreiber an Bilanzkreisverantwortlichen
4	Negativ	Überspeist	Bilanzkreisverantwortlicher an Übertragungsnetzbetreiber

Quelle: Modell zur Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzkreisausgleichsenergiepreises (reBAP) unter Beachtung des Beschlusses BK6-12-024 der Bundesnetzagentur vom 25.10.2012, abrufbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/rebap> (zuletzt abgerufen am 02.08.2019).

156. Wenn innerhalb einer Viertelstunde sowohl positive als auch negative Regelenergie in ähnlicher Höhe aktiviert wird, kann der energetische Saldo allerdings sehr gering ausfallen. Die Division des finanziellen Saldos durch einen sehr geringen energetischen Saldo hätte dann sehr hohe Ausgleichsenergiepreise zur Folge. Aus diesem Grund wird der Ausgleichsenergiepreis abweichend von der beschriebenen kostenbasierten Berechnungsmethodik auf den größten Arbeitspreis der aktivierten Gebote für Sekundärregel- und Minutenreserveleistung begrenzt, um die mit einem hohen Ausgleichsenergiepreis verbundenen extremen Geldflüsse zu begrenzen.¹⁹⁶

157. Der Bundesnetzagentur wurde mit § 27 Abs. 1 Nr. 21 StromNZV zudem die Möglichkeit eingeräumt, Festlegungen zu treffen, die weitere Abweichungen von der grundsätzlich kostenbasierten Berechnung des Ausgleichsenergiepreises vorsehen. Auf dieser Grundlage traf die Bundesnetzagentur im Jahr 2012 eine Festlegung zur Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreis-Abrechnungssystems, nachdem sie zu der Überzeugung gekommen war, dass das beschriebene System zur Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises für Bilanzkreisverantwortliche keine ausreichenden Anreize setzte, sich durch exakte Prognosen und untertägigen Ausgleich von Bilanzungleichgewichten um eine ausgeglichene Bilanz zu bemühen. Um die Anreize für Bilanzkreisverantwortliche zu erhöhen, die Bilanzierung ihrer Bilanzkreise insbesondere in kritischen Situationen zu verbessern, entschied sich die Bundesnetzagentur, u. a. am Intraday-Spotmarktpreis orientierte Schwellenwerte für den Ausgleichsenergiepreis ein-

¹⁹⁴ Vgl. Modell zur Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzkreisausgleichsenergiepreises (reBAP) unter Beachtung des Beschlusses BK6-12-024 der Bundesnetzagentur vom 25.10.2012, abrufbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/rebap> (zuletzt abgerufen am 02.08.2019).

¹⁹⁵ Bei einer Überspeisung des Netzregelverbunds im Mittel ergäbe sich unter Annahme eines positiven finanziellen Saldos ein negativer Ausgleichsenergiepreis und somit bei einem unterspeisten Bilanzkreis die Zahlung des Ausgleichsenergiepreises von den Übertragungsnetzbetreibern an den entsprechenden Bilanzkreisverantwortlichen und bei einem überspeisten Bilanzkreis eine Zahlung vom Bilanzkreisverantwortlichen an die Übertragungsnetzbetreiber. Vgl. für eine Übersicht über die vier möglichen Konstellationen auch das Modell zur Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzkreisausgleichsenergiepreises (reBAP) unter Beachtung des Beschlusses BK6-12-024 der Bundesnetzagentur vom 25.10.2012, S. 1, abrufbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/rebap> (zuletzt abgerufen am 02.08.2019).

¹⁹⁶ Vgl. Modell zur Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzkreisausgleichsenergiepreises (reBAP) unter Beachtung des Beschlusses BK6-12-024 der Bundesnetzagentur vom 25.10.2012, S. 2, abrufbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/rebap> (zuletzt abgerufen am 02.08.2019).

zuziehen und bei Abruf von mehr als 80 Prozent der kontrahierten Regelleistung Zu- und Abschläge auf den Ausgleichsenergiepreis in Höhe von 50 Prozent oder mindestens 100 Euro/MWh festzulegen.¹⁹⁷

158. Mit der Einführung eines am Intraday-Spotmarktpreis orientierten Schwellenwerts begegnete die Bundesnetzagentur dem Verdacht, dass Bilanzkreisverantwortliche bewusst darauf spekuliert haben könnten, „*dass die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie für sie günstiger wäre, als eine Beschaffung der notwendigen Energie am Spotmarkt.*“¹⁹⁸ Da die Arbeitspreise bei den Ausschreibungen für Sekundärregelung aufgrund der damals noch wöchentlichen Ausschreibungen bereits feststünden, während im Großhandel auch kurzfristig Preisanpassungen stattfänden, hätte nicht ausgeschlossen werden können, dass Bilanzkreisverantwortliche versuchen, die kurzfristigen Signale des Großhandelsmarktes zu umgehen, indem sie Ausgleichsenergie in Anspruch nehmen. Die Bundesnetzagentur legte daher den durchschnittlichen mengengewichteten Intraday-Spotmarktpreis der betreffenden Stunde am deutschen Intraday-Markt der EPEX-Spot als Schwellenwert fest. Er bildet die Obergrenze für den Ausgleichsenergiepreis, wenn der deutsche Netzregelverbund überspeist ist, und die Untergrenze, wenn der Netzregelverbund unterspeist ist. Beispielsweise muss im Falle eines unterspeisten Netzregelverbunds ein ebenfalls unterspeister Bilanzkreis aufgrund dieser Regelung für seine benötigte Ausgleichsenergie mindestens den Intraday-Spotmarktpreis an den Übertragungsnetzbetreiber zahlen, so dass es für ihn niemals günstiger sein soll, Ausgleichsenergie in Anspruch zu nehmen, als sein Bilanzungleichgewicht kurzfristig über den Großhandel zu beheben.¹⁹⁹

159. Nachdem es im Juni 2019 wiederholt zu einer Unterspeisung des deutschen Netzregelverbundes gekommen war, forderte die Bundesnetzagentur die Übertragungsnetzbetreiber auf, einen Vorschlag für eine weitere Überarbeitung der Börsenpreiskopplung zu erarbeiten.²⁰⁰ Potenzial für eine Verbesserung der Anreize zur Bilanzkreistreue sieht die Monopolkommission diesbezüglich allenfalls darin, den Schwellenwert für den Ausgleichsenergiepreis auf Grundlage einer kürzeren Zeitspanne zu berechnen. So könnte beispielsweise der durchschnittliche mengengewichtete Intraday-Spotmarktpreis der betreffenden Viertelstunde (statt Stunde) am deutschen Intraday-Markt der EPEX-Spot als Schwellenwert herangezogen werden.

160. Bereits im Rahmen der von der Bundesnetzagentur durchgeführten Konsultation zum Festlegungsverfahren im Jahr 2012 wurde von Seiten der Marktteilnehmer allerdings darauf hingewiesen, dass grundsätzlich auch eine Änderung des Mechanismus zur Beschaffung von Regelarbeit in Frage käme, um Spekulationsmöglichkeiten aufgrund unterschiedlicher Preise auf Großhandels und Regelenergiemärkten zu begrenzen. Die Bundesnetzagentur bewertete diese Einschätzung zwar als zutreffend, verwies jedoch auf die erhebliche Umsetzungsfrist und die Notwendigkeit, zu einer zeitnahen Lösung zu kommen.²⁰¹

161. Da der Ausgleichsenergiepreis auf Grundlage der Kosten für Regelarbeit bestimmt wird, hängt seine Höhe von der Vergütung für Sekundärregel- und Minutenreservearbeit ab. Diese Vergütung entspricht in Deutschland dem Arbeitspreisgebot des entsprechenden Anbieters (Gebotspreisverfahren bzw. pay-as-bid).²⁰² Dies hat zur Folge, dass die durchschnittlichen Kosten eines Regelenergieabrufs kleiner sein können als die Grenzkosten eines Regelenergieabrufs.²⁰³ Um eine effiziente Ressourcenallokation zu gewährleisten, müssen die Ausgleichsenergie-

¹⁹⁷ Vgl. BNetzA, Beschluss vom 25. Oktober 2012, BK6-12-024, Tenorziffer 1 sowie S. 3 f.

¹⁹⁸ BNetzA, Beschluss vom 25. Oktober 2012, BK6-12-024, S. 9.

¹⁹⁹ Vgl. BNetzA, Beschluss vom 25. Oktober 2012, BK6-12-024, Tenorziffer 1 sowie S. 10.

²⁰⁰ Vgl. BNetzA, Festlegung zum Bilanzausgleich, zur Anpassung des 80%-Kriteriums in der Berechnungsmethode zur Bildung des Ausgleichsenergiepreises sowie zur Übermittlung der Messwerte von RLM-Marktlokationen an den Übertragungsnetzbetreiber vom 18. Juli 2019.

²⁰¹ Vgl. BNetzA, Beschluss vom 25. Oktober 2012, BK6-12-024, S. 12.

²⁰² Vgl. Tz. 114.

²⁰³ Bei vollkommenem Wettbewerb und vollständigen Informationen kann allerdings auch beim Gebotspreisverfahren der durchschnittliche Preis dem Grenzpreis und somit die Durchschnittskosten den Grenzkosten eines Regelenergieabrufs entsprechen. Vgl. Meeus, L./Schittekatte, T., The EU electricity network codes, European University Institute – Technical Report – February 2018, S. 62 f., abrufbar unter <http://cadmus.eui.eu/handle/1814/51326> (zuletzt abgerufen am 02.08.2019).

preise jedoch den Grenzkosten eines Regelenergieabrufs entsprechen.²⁰⁴ Da dies in Deutschland nicht immer der Fall sein muss, könnten Bilanzkreisverantwortliche geringen Anreizen unterliegen, die Güte ihrer Prognosen zu verbessern,²⁰⁵ oder sogar Anreize besitzen, gezielt von ihren bilanzierten Mengen abzuweichen.²⁰⁶ Die verminder-ten Anreize zur Verbesserung der Bilanzkreistreue, die vom – auf Grundlage der durchschnittlichen Kosten des Regelenergieabrufs bestimmten – Ausgleichsenergiepreis ausgehen, können sich besonders in Situationen, in denen ein sehr hoher Anteil der kontrahierten Reserveleistung aktiviert werden muss, nachteilig auswirken. In derartigen Situationen können die Grenzkosten des Regelenergieabrufs deutlich oberhalb der Durchschnittskosten liegen, so dass gerade in kritischen Situationen durch eine Verwendung der Grenzkosten als Berechnungsgrundlage erhöhte Anreize zur Bilanzkreistreue gesetzt werden könnten.²⁰⁷

162. Die Anwendung eines Einheitspreisverfahrens zur Bestimmung der Vergütung bei der Aktivierung von Regelreserven hätte zur Folge gehabt, dass eine kostenbasierte Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises dazu geführt hätte, dass der Ausgleichsenergiepreis den Grenzkosten des Abrufs von Regelenergie entsprochen hätte. Dies hätte, wie beschrieben, insbesondere in kritischen Situationen zu erhöhten Anreizen zur Bilanzkreistreue führen können. Die Einführung eines Einheitspreisverfahrens hätte insofern eine Alternative zur Einführung des von der Bundesnetzagentur eingeführten Schwellenwerts dargestellt.

163. Wie bereits in Abschnitt 3.2.2 erwähnt, ist allerdings anzuerkennen, dass die Umstellung des Ausschreibungsdesigns auf ein Einheitspreisverfahren auch mit dem Risiko verbunden gewesen wäre, dass sich mangelnder Wettbewerb in den Ausschreibungen für Sekundärregel- und Minutenreserveleistung in hohen Kosten für Ausgleichsenergie niederschlägt.²⁰⁸ Insofern ist die diesbezügliche Zurückhaltung der Bundesnetzagentur gerechtfertigt. Allerdings ist zu begrüßen, dass sich die Bundesnetzagentur vorbehalten hat, weitergehende Maßnahmen zu ergreifen.²⁰⁹ Sollte es im Rahmen der Umsetzung gemäß der Vorgaben der Verordnung (EU) 2017/2195 bei den Ausschreibungen zur Beschaffung von Sekundärregel- und Minutenreserveleistung zur Anwendung eines Einheitspreisverfahrens kommen,²¹⁰ könnte eine kostenbasierte Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises zu effizienten Anreizen in Bezug auf die Bilanzkreistreue führen. Die Monopolkommission regt daher an, zu überprüfen, ob die einzelnen Schritte zur Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises weiterhin notwendig sind. Dies gilt auch für die weitere Anpassung des Schwellenwerts.

164. Auf Grundlage der Festlegung aus dem Jahr 2012 wird der Ausgleichsenergiepreis in Viertelstunden, in denen mehr als 80 Prozent der positiven oder negativen Regelleistung abgerufen wird, zudem mit einem Zu- oder Abschlag belegt. In Situationen, in denen der Regelverbund unterspeist ist, wird der Ausgleichsenergiepreis um 50 Prozent (aber mindestens 100 Euro/MWh) erhöht. Ist der Regelverbund überspeist, wird der Ausgleichsenergiepreis um 50 Prozent (aber mindestens 100 Euro/MWh) abgesenkt. So werden Bilanzkreise, die zur Verschärfung des Ungleichgewichts im Regelverbund beitragen, stärker belastet, während Bilanzkreise, die das Ungleichgewicht

²⁰⁴ Vgl. Meeus, L./Schittekatte, T., The EU electricity network codes, European University Institute – Technical Report – February 2018, S. 62, abrufbar unter <http://cadmus.eui.eu/handle/1814/51326> (zuletzt abgerufen am 02.08.2019).

²⁰⁵ Vgl. Hirth, L./Ziegenhagen, I., Balancing Power and Variable Renewables: Three Links, Renewable and sustainable energy reviews 50, 2015, S. 1035-1051 und Meeus, L./Schittekatte, T., The EU electricity network codes, European University Institute – Technical Report – February 2018, S. 62, abrufbar unter <http://cadmus.eui.eu/handle/1814/51326> (zuletzt abgerufen am 02.08.2019).

²⁰⁶ Vgl. Meeus, L./Schittekatte, T., The EU electricity network codes, European University Institute – Technical Report – February 2018, S. 62 f., abrufbar unter <http://cadmus.eui.eu/handle/1814/51326> (zuletzt abgerufen am 02.08.2019).

²⁰⁷ Vgl. Littlechild, S., Electricity Cash Out Arrangements, 2007, S. 23, abrufbar unter <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/40635/19091cashoutreviewslittlechild.pdf> (zuletzt abgerufen am 02.08.2019).

²⁰⁸ Vgl. Tz. 129.

²⁰⁹ Vgl. BNetzA, Beschluss vom 25. Oktober 2012, BK6-12-024, S. 12.

²¹⁰ Vgl. Tz. 127 f.

mildern, finanziell entlastet werden.²¹¹ Dies sollte für Bilanzkreisverantwortliche zusätzliche Anreize zur Bilanzkreistreue in Situationen schaffen, in denen der Abruf von Regelleistung eine kritische Grenze erreicht. Mit Hilfe des Schwellenwertes von 80 Prozent sollte sichergestellt werden, dass die Zu- und Abschläge die Ausgleichsenergiepreise für die Bilanzkreisverantwortlichen nicht grundsätzlich verteuern, sondern nur in kritischen Situationen zusätzliche Anreize zur Bilanzkreistreue schaffen.²¹² Die Bundesnetzagentur kündigte im Juli 2019 an, auch diesen Zu- bzw. Abschlag auf den Ausgleichsenergiepreis zu verschärfen. Ein Zu- bzw. Abschlag soll nun anfallen, wenn der Saldo des deutschen Netzregelverbundes größer ist als 80 Prozent der vorgehaltenen Regelleistung. So soll berücksichtigt werden, dass die Übertragungsnetzbetreiber signifikante Energiemengen aus dem Ausland beziehen bzw. dorthin liefern, so dass der Abruf von Regelleistung oftmals unter die 80-Prozent-Schwelle sinkt.²¹³

165. Einen Zu- bzw. Abschlag auf den Ausgleichsenergiepreis zu erheben, weicht von dem Prinzip ab, dass der Ausgleichsenergiepreis die Kosten für den Abruf von Regelenergie zur Grundlage hat. Eine solche „Anreizkomponente“ kann dennoch gerechtfertigt sein, wenn berücksichtigt wird, dass in kritischen Situationen die Wahrscheinlichkeit steigt, dass es zu einem Lastabwurf kommt. Werden die möglicherweise daraus resultierenden Kosten (value of lost load – VOLL) berücksichtigt, können Zu- und Abschläge, die sich an den erwarteten Kosten bei Lastabwurf orientieren, gerechtfertigt sein. Da die erwarteten Kosten bei Lastabwurf geschätzt werden müssen, kann die effiziente Ausgestaltung der auf diesen Kosten basierenden Zu- und Abschläge eine Herausforderung darstellen. Jedenfalls kann die Anwendung von Zu- und Abschlägen zu Einnahmen führen, die die Kosten aus dem Abruf von Regelleistung übersteigen. Diese zusätzlichen Einnahmen können dazu verwendet werden, einen Teil der Kosten für die Vorhaltung der Regelleistung zu finanzieren.²¹⁴ Insofern wirkt dieses System ähnlich wie eine Umlage der Leistungsvorhaltungskosten auf die Ausgleichsenergiepreise.

166. Im Zusammenhang mit den bereits implementierten, und zukünftig voraussichtlich weiter verschärften, Zu- und Abschlägen und der Möglichkeit einer Umlage der Kosten für die Leistungsvorhaltung sei allerdings darauf hingewiesen, dass eine ähnliche Wirkung auch von einer freien Preisbildung der Regularbeitspreise in den Ausschreibungen für Regelenergie ausgehen kann. So könnten sich für Situationen, in denen ein hoher Ausgleichsenergiebedarf erwartet wird, entsprechend hohe Arbeitspreise bilden, die über den Ausgleichsenergiepreis an die Bilanzkreisverantwortlichen weitergegeben werden könnten.²¹⁵ Die Monopolkommission ist sich bewusst, dass die Unterscheidung von Knappheits- und missbräuchlichen Preisen eine Herausforderung darstellt.²¹⁶ Diesem Problem sollte sich die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht widmen. In Anbetracht der Entscheidung der Bundesregierung für einen „Strommarkt 2.0“, der Preisspitzen ausdrücklich zulassen soll,²¹⁷ erschiene eine freie Preisbildung bei den Regelenergieausschreibungen jedoch konsequent. Über die Umlage der resultierenden Kosten für den Abruf von Regelenergie könnten gleichzeitig Anreize zur Bilanzkreistreue gestärkt werden und sich die Nutzung weiterer Komponenten zur Anpassung des Ausgleichsenergiepreises erübrigen.

²¹¹ Vgl. Modell zur Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzkreisausgleichsenergiepreises (reBAP) unter Beachtung des Beschlusses BK6-12-024 der Bundesnetzagentur vom 25.10.2012, S. 2 f., abrufbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/rebap> (zuletzt abgerufen am 02.08.2019).

²¹² Vgl. BNetzA, Beschluss vom 25. Oktober 2012, BK6-12-024, S. 12 ff.

²¹³ Vgl. BNetzA, Festlegung zum Bilanzausgleich, zur Anpassung des 80%-Kriteriums in der Berechnungsmethode zur Bildung des Ausgleichsenergiepreises sowie zur Übermittlung der Messwerte von RLM-Marktlaktionen an den Übertragungsnetzbetreiber vom 18. Juli 2019.

²¹⁴ Vgl. Meeus, L./Schittekatte, T., The EU electricity network codes, European University Institute – Technical Report – February 2018, S. 65, abrufbar unter <http://cadmus.eui.eu/handle/1814/51326> (zuletzt abgerufen am 13.02.2019).

²¹⁵ Vgl. Meeus, L./Schittekatte, T., The EU electricity network codes, European University Institute – Technical Report – February 2018, S. 66, abrufbar unter <http://cadmus.eui.eu/handle/1814/51326> (zuletzt abgerufen am 13.02.2019).

²¹⁶ Vgl. Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie (Sondergutachten 77), a. a. O., Kapitel 2.2.4.

²¹⁷ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnisrapport des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), 2015, S. 41.

3.4 Fazit: Stärkung von Wettbewerbskräften im Regelenergiesystem absehbar

167. Auffällige Preisspitzen in den Ausschreibungen für Sekundärregel- und Minutenreserveleistung haben die Aufmerksamkeit für die Funktionsweise der Regelenergiemärkte in Deutschland im Berichtszeitraum deutlich erhöht. Dies hat die Monopolkommission veranlasst, eine umfassende Analyse des Systems zur Beschaffung und Abrechnung von Regelenergie vorzunehmen.

168. In Bezug auf die Beschaffung von Regelenergie wurde insbesondere das Marktdesign der Ausschreibungen für Sekundärregel- und Minutenreserveleistung untersucht. Die Bundesnetzagentur hatte bei diesen Ausschreibungen als Reaktion auf die beobachteten Preisspitzen die Zuschlagsregel geändert. Von Oktober 2018 bis Juli 2019 erfolgte der Zuschlag bei diesen Ausschreibungen unter Einbeziehung des Arbeitspreisgebots. Im Juli 2019 hob das Oberlandesgericht Düsseldorf die entsprechenden Änderungsbeschlüsse der Bundesnetzagentur auf.²¹⁸ Das von der Bundesnetzagentur gewählte Mischpreisverfahren sei als Übergangslösung hinnehmbar, jedoch langfristig nicht vertretbar, da es bestimmte Technologien bevorzuge.²¹⁹ Nach Auffassung der Monopolkommission ist ein Mischpreisverfahren zwar grundsätzlich geeignet, die Passgenauigkeit von Zuschlagsmechanismus und aktuell geltender Preisregel (Gebotspreisverfahren) zu erhöhen. Eine differenziertere Ausgestaltung auf Grundlage der individuellen Abrufwahrscheinlichkeit der Arbeitspreisgebote wäre allerdings vorzugswürdig gewesen und hätte die Bevorzugung einzelner Technologien begrenzen können.

169. In den Konsultationen zur Umstellung des Zuschlagsverfahrens wurde die Befürchtung geäußert, dass niedrigere Arbeitspreise, die mit einer Umstellung auf das Mischpreisverfahren einhergehen könnten, die Anreize zur Bilanzkrestreue senken könnten.²²⁰ Tatsächlich zeigt eine Auswertung von durchschnittlichen Leistungs- und Arbeitspreisen für die Zeit vor und nach der Umstellung der Zuschlagsregel im Oktober 2018 einen Rückgang des durchschnittlichen Arbeitspreises bei gleichzeitiger Erhöhung des durchschnittlichen Leistungspreises.²²¹ Dies ist exemplarisch für die Ausschreibungen von positiver Sekundärregelleistung für den Zeitraum Anfang Juli 2018 bis Anfang Januar 2019 in Abbildung 3.2 dargestellt.

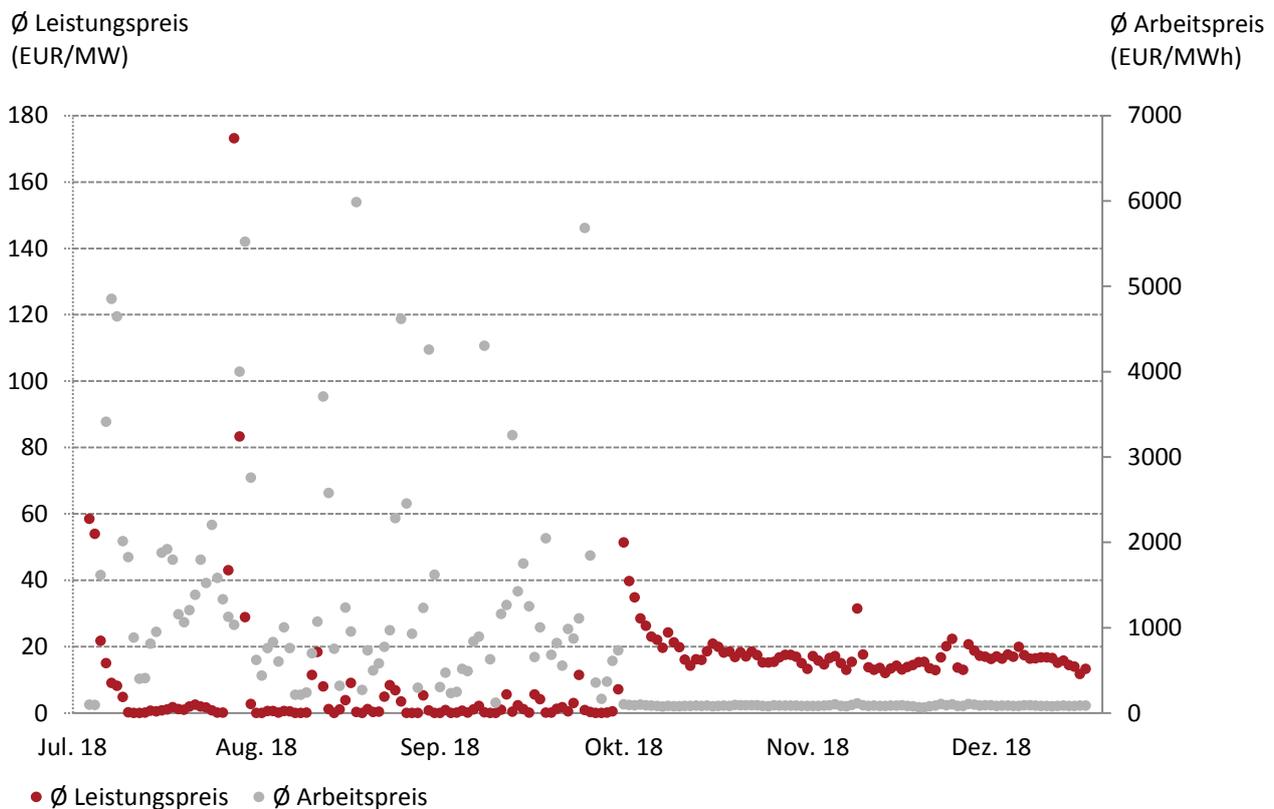
²¹⁸ Vgl. OLG Düsseldorf, Urteil vom 22. Juli 2019, VI-3 Kart 806/18 (V), noch unveröffentlicht (Stand: August 2019).

²¹⁹ Vgl. energate messenger, Gericht kippt Mischpreisverfahren im Regelenergiemarkt, abrufbar unter <https://www.energate-messenger.de/news/193312/gericht-kippt-mischpreisverfahren-im-regelenergiemarkt> (zuletzt abgerufen am 20.08.2019).

²²⁰ Vgl. BNetzA, Beschlüsse vom 8. Mai 2018, BK-6-18-019/020, S. 16.

²²¹ Vgl. FFE, Einführung des Mischpreisverfahrens im Regelleistungsmarkt führt deutlich zu steigenden Leistungspreisen und sinkenden Arbeitspreisen, 2019, <https://www.ffegmbh.de/kompetenzen/wissenschaftliche-analysen-system-und-energiemaerkte/strommarkt/816-einfuehrung-des-mischpreisverfahrens-im-regelleistungsmarkt-fuehrt-deutlich-zu-steigenden-leistungspreisen-und-sinkenden-arbeitspreisen> (zuletzt abgerufen am 02. 08. 2019).

Abbildung 3.2: Entwicklung von durchschnittlichen Leistungs- und Arbeitspreisen bei den Ausschreibungen für positive Sekundärregelleistung im zweiten Halbjahr 2018



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Daten der Übertragungsnetzbetreiber abrufbar unter www.regelleistung.net.

170. Diese im Vergleich zum alten Zuschlagsmechanismus geringen Arbeitspreise wurden verantwortlich gemacht für die im Juni 2019 wiederholt zu beobachtenden starken Unterspeisungen des deutschen Stromnetzes. Es sei für unterspeiste Bilanzkreise teilweise günstiger gewesen, den Ausgleichsenergiepreis zu zahlen, als ihren Bilanzkreis am Intraday-Spotmarkt auszugleichen.²²² Bei einer kostenbasierten Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises ausschließlich auf Grundlage der Arbeitspreise für Regelenergie führen sinkende Arbeitspreise auch zu sinkenden Ausgleichsenergiepreisen. Ein gesunkener Ausgleichsenergiepreis ist wiederum geeignet, die Anreize zur Bilanzkreistreue herabzusetzen. Dieses Problem hatte die Bundesnetzagentur bereits im Jahr 2012 durch den Beschluss zur Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreis-Abrechnungssystems²²³ beheben wollen. Seither gilt der durchschnittliche mengengewichtete Intraday-Spotmarktpreis der betreffenden Stunde am deutschen Intraday-Markt der EPEX-Spot als Schwellenwert, so dass es für einen Bilanzkreisverantwortlichen niemals günstiger sein sollte, Ausgleichsenergie in Anspruch zu nehmen, als sein Bilanzungleichgewicht kurzfristig über den Großhandel zu beheben. Grundsätzlich ist ein am Großhandelspreis orientierten Schwellenwert für den Ausgleichsenergiepreis geeignet, die Bilanzkreistreue auch bei niedrigen Arbeitspreisen für Regelenergie sicherzustellen. Anreize, Bilanzungleichgewichte nicht über Großhandelsgeschäfte auszugleichen, können sich allerdings weiterhin ergeben, wenn der Intraday-Spotmarktpreis zu einem bestimmten Zeitpunkt stark von dem für den Schwellenwert herangezogenen Durchschnittspreis abweicht. Eine weitere Anpassung des Schwellenwerts, wie von der Bundesnetzagentur angestrebt, kann je nach Ausgestaltung geeignet sein, derartige Abweichungen zu minimieren.

²²² Vgl. Handelsblatt, Blackout-Gefahr: Im deutschen Netz wurde der Strom knapp abrufbar unter <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energiewende-blackout-gefahr-im-deutschen-netz-wurde-der-strom-knapp/24515468.html?ticket=ST-3146478-2II5luZwIWQpCJkMpyq0-ap2> (zuletzt abgerufen am 02.08.2019)

²²³ Vgl. BNetzA, Beschluss vom 25. Oktober 2012, BK6-12-024.

171. Gleichwohl ist darauf hinzuweisen, dass der Ausgleichsenergiepreis im Idealfall die Grenzkosten des Regelenergieabrufs widerspiegeln sollte. Dies kann bei einer kostenbasierten Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises durch eine Vergütung von Regularbeit auf Grundlage eines Einheitspreisverfahrens sichergestellt werden. Eine Vergütung auf Grundlage des Einheitspreisverfahrens besitzt darüber hinaus den Vorteil, dass sich die Anwendung eines Mischpreisverfahrens bei den Ausschreibungen für Regelenergie erübrigt, da gezeigt werden kann, dass bei Anwendung dieser Preisregel die Einbeziehung des Arbeitspreises in das Zuschlagsverfahren nicht notwendig ist, um effiziente Ergebnisse zu gewährleisten. Eine Änderung der Preisregel bei den Ausschreibungen für Sekundärregel- und Minutenreserveleistung hätte somit die Passgenauigkeit von Zuschlagsmechanismus und Preisregel erhöhen können und gleichzeitig die Verringerung der Komplexität bei der Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises ermöglicht. Die Monopolkommission erkennt jedoch an, dass eine solche Änderung der Preisregel unter Beibehaltung der Zuschlagserteilung ausschließlich auf Grundlage des Leistungspreises mit höheren Risiken verbunden gewesen wäre als der von der Bundesnetzagentur gewählte Weg einer Umstellung des Zuschlagsmechanismus auf ein Mischpreisverfahren.

172. Selbst in Form einer differenzierten Ausgestaltung kam das Mischpreisverfahren allerdings lediglich als Übergangslösung in Frage. Parallel zur Weiterentwicklung des Marktdesigns in Deutschland findet auf europäischer Ebene aktuell eine Harmonisierung und Integration der Regelenergiemärkte statt. Nach dem aktuell verfolgten europäischen Zielmodell soll es zu einer Einführung von Regularbeitsmärkten unter Anwendung des Einheitspreisverfahrens kommen. Die Kombination von Regularbeitsmärkten mit der Anwendung des Einheitspreisverfahrens ist nach Auffassung der Monopolkommission geeignet, den Wettbewerb auf den Regelenergiemärkten zu stärken. Sofern die Regelenergiemärkte in diese Richtung weiterentwickelt würden, wäre eine weitere Anwendung eines Mischpreisverfahrens weder sinnvoll noch notwendig gewesen, um effiziente Ergebnisse sicherzustellen. Zum einen führt die Anwendung des Einheitspreisverfahrens zur Bestimmung der Vergütung von Regelenergie dazu, dass ein Zuschlagsverfahren ausschließlich auf Grundlage des Leistungspreises zu effizienten Ergebnissen führen kann. Zum anderen räumt eine Einführung von Regularbeitsmärkten Bedenken aus, die sich auf einen mangelnden Wettbewerb um den Arbeitspreis beziehen. Daher sind die Bestrebungen der Übertragungsnetzbetreiber, Regularbeitsmärkte in Deutschland zeitnah einzuführen, zu begrüßen.

173. Wäre aufgrund eines funktionierenden Regularbeitsmarktes unter Anwendung des Einheitspreisverfahrens sichergestellt, dass der Regularbeitspreis den tatsächlichen Grenzkosten des Regelenergieabrufs entspricht, sollte anschließend überprüft werden, ob ein an der Höhe des Großhandelspreises orientierter Schwellenwert, der den Ausgleichsenergiepreis begrenzen soll, weiterhin notwendig ist. Auch in Bezug auf die Zu- und Abschläge auf den Ausgleichsenergiepreis in kritischen Situationen sollte bedacht werden, dass die freie Preisbildung auf den Regularbeitsmärkten eine ähnliche Wirkung entfalten kann. In Situationen, in denen ein hoher Ausgleichsenergiebedarf erwartet wird, könnten sich bei freier Preisbildung hohe Arbeitspreise einstellen, die über den Ausgleichsenergiepreis an die Bilanzkreisverantwortlichen weitergegeben werden könnten. So könnten sich in kritischen Situationen ebenfalls erhöhte Anreize zur Bilanztreue ergeben, und auch die Anbieter von Regelenergie erhielten gerade in kritischen Situationen erhöhte Anreize, Regelenergie anzubieten.

174. Die Herausforderung bei der aufgezeigten Ausgestaltung der Systeme zur Beschaffung und Abrechnung von Regelenergie ist die Unterscheidung von Knappheitspreisen und missbräuchlichen oder manipulierten Preisen. Diese Unterscheidung müssen Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur treffen. In Bezug auf die insbesondere am 17. Oktober 2017 beobachteten Preisspitzen für Minutenreservearbeit wurde vom Bundeskartellamt noch kein Anlass für die Einleitung eines formellen Verfahrens gesehen. Begründet wurde das damit, dass das beobachtete Preissetzungsverhalten auf das Design des Zuschlagsmechanismus zurückzuführen gewesen sei. Dementsprechend seien Gebote mit äußerst niedrigen Leistungs- und sehr hohen Arbeitspreisen auch kleinen Bietern möglich gewesen und beobachtet worden. Das beobachtete Preissetzungsverhalten sei daher selbst bei Vorliegen einer marktbeherrschenden Stellung nicht kausal auf diese zurückzuführen. Allerdings prüft die Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas bei der Bundesnetzagentur ebenfalls die Preisspitzen vom 17. Oktober 2017. In diese Prüfung gehen auch weitere Situationen im Jahr 2018 sowie die Ausschreibungen für Sekundärre-

gelleistung mit ein. Die Prüfung auf Grundlage der REMIT-Verordnung²²⁴ ist bisher²²⁵ nicht abgeschlossen. Zwar wurde bereits festgestellt, dass sich das Gebotsverhalten der Regelenergieanbieter im Jahr 2017 gegenüber den Vorjahren verändert und zur Bezuschlagung von Geboten mit hohen Arbeitspreisen geführt hatte; geprüft wird allerdings noch, ob es sich dabei um Verstöße gegen die REMIT-Verordnung handeln könnte, die Marktmanipulation und Insiderhandel verbietet.²²⁶ In Anbetracht der anstehenden Anpassung des Marktdesigns ist zu erwarten, dass dieses in Zukunft als Ursache für hohe Preise weniger in Frage kommen wird. Umso wichtiger erscheint zukünftig die Aufgabe von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur, missbräuchliche oder manipulierte Preise von Knappheitspreisen zu unterscheiden. In Bezug auf missbräuchliche Preise soll der Leitfaden für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht Aufschluss über den Umgang des Bundeskartellamtes mit hohen Preisen im Stromgroßhandel liefern. Der Umgang mit Preisspitzen am Regelarbeitsmarkt könnte sich an diesem Leitfaden orientieren. In Bezug auf manipulierte Preise könnte eine Bewertung der beobachteten hohen Arbeitspreise auf den Sekundärregel- und Minutenreservearbeitsmärkten durch die Markttransparenzstelle näheren Aufschluss geben.

²²⁴ Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes, ABl. EU L 326/1 vom 8. Dezember 2011.

²²⁵ Stand: August 2019.

²²⁶ Vgl. Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Ingrid Nestle, Oliver Krischer, Dr. Julia Verlinden, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN - BT-Drucksache: 19/7276 - vom 8. Februar 2019, BT-Drs. 19/7643, S. 7 f.

Kapitel 4

Wettbewerbsentwicklung bei den Ausschreibungen für erneuerbare Energien

4.1 Ausschreibungen zur Bestimmung der Förderhöhe für erneuerbare Energien

175. Die Ausschreibungen für erneuerbare Energien dienen der Bestimmung der Vergütung für die Erzeugung von Strom aus den entsprechenden Anlagen. Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) müssen an diesen von der Bundesnetzagentur durchgeführten Ausschreibungen nicht teilnehmen, um eine Vergütung zu erhalten. Grundsätzlich können EE-Anlagen-Betreiber, wie die Betreiber konventioneller Anlagen, auch ohne Teilnahme an diesen Ausschreibungen ihre Kapazitäten beispielsweise am Großhandelsmarkt vermarkten. Dort entspricht die Vergütung für die Erzeugung von Strom dem Marktpreis, der durch die gesamte Stromnachfrage und das Angebot aller Stromerzeuger bestimmt wird. Bei EE-Anlagen ist der Marktpreis aktuell allerdings i. d. R. nicht kostendeckend. Damit EE-Anlagen dennoch kostendeckend errichtet werden können, werden diese Anlagen in Deutschland gefördert. Um die Förderung zu erhalten, ist es für EE-Anlagen ab einer bestimmten Größe notwendig, an den von der Bundesnetzagentur durchgeführten Ausschreibungen teilzunehmen. Im Rahmen dieser Ausschreibungen wird die Höhe der Förderung von EE-Anlagen bestimmt.

176. Die finanzielle Förderung erneuerbarer Energien existiert in Deutschland seit dem Jahr 1991. Ziel der Förderung war es, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Energieversorgung auszuweiten.²²⁷ Gesetzliche Grundlage war das Stromeinspeisungsgesetz, das im Jahr 2000 vom Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) abgelöst wurde. Wie das Stromeinspeisungsgesetz sah auch das EEG in seiner ersten Fassung eine Einspeisevergütung für erneuerbare Energien vor. Netzbetreiber waren verpflichtet, Strom aus diesen Anlagen abzunehmen und technologiespezifische Vergütungssätze je eingespeister Kilowattstunde, die das EEG vorgab, an die Betreiber der Anlagen zu zahlen.²²⁸ Die Übertragungsnetzbetreiber leiteten den Strom an die Stromlieferanten weiter. Die Differenz zwischen gesetzlichen Vergütungssätzen und üblichen Beschaffungspreisen für Strom wurde über die sogenannte EEG-Umlage an die Verbraucher weitergegeben.²²⁹ Dieses Fördersystem wurde seither schrittweise weiterentwickelt. Erwähnenswert ist dabei insbesondere die Umstellung auf die sogenannte Direktvermarktung sowie zuletzt die Einführung von Ausschreibungen.

177. Bei der Direktvermarktung, die für einen Großteil der Anlagen (aktuell für Anlagen ab einer installierten Leistung von 100 Kilowatt) verpflichtend ist, wird der eingespeiste Strom vom Netzbetreiber lediglich weitergeleitet. Verkauft wird der Strom direkt von den Anlagenbetreibern, die ihren Strom am Strommarkt anbieten oder einen Dritten beauftragen, den Strom zu vermarkten. Die am Markt erzielbaren Erlöse liegen i. d. R. jedoch weiterhin unterhalb der Anlagenkosten. Daher erhalten Anlagenbetreiber von den Netzbetreibern zusätzlich die sogenannte Marktprämie. Sie wird berechnet, indem die Differenz aus dem durchschnittlichen Börsenstrompreis und dem sogenannten anzulegenden Wert gebildet wird.²³⁰ Der anzulegende Wert entsprach dem Vergütungssatz des früheren Systems. Trotz Direktvermarktung handelte es sich daher um ein System der Preissteuerung. Der anzulegende Wert – und damit die Höhe der Förderung – wurde administrativ vorgegeben.

178. Mit der Einführung von Ausschreibungen wurde das System zur Förderung erneuerbarer Energien ab April 2015 schrittweise auf eine Mengensteuerung umgestellt. Die installierte Leistung, die gefördert wird, wird durch das EEG, d. h. den Gesetzgeber, festgelegt. Die Förderhöhe wird dann in Ausschreibungen bestimmt. Um nach dem EEG gefördert zu werden, müssen Anlagen ab einer gewissen installierten Leistung an den Ausschreibungen

²²⁷ Vgl. Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP, Entwurf eines Gesetzes über die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz) vom 7. September 1990, BT-Drs. 11/7816.

²²⁸ Vgl. § 3 Abs. 1 EEG vom 29. März 2000, BGBl. 2000 I Nr. 13, S. 301.

²²⁹ Vgl. zum sogenannten EEG-Wälzungsmechanismus Fraunhofer ISE, Kurzstudie zur historischen Entwicklung der EEG-Umlage, 2014, S. 13, abrufbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/kurzstudie-historische-entwicklung-eeg-umlage.html> (zuletzt abgerufen am 02.08.2019).

²³⁰ Vgl. zur Berechnung des durchschnittlichen Börsenstrompreises Tz. 42 ff.

teilnehmen. Im Rahmen der Ausschreibungen geben die teilnehmenden Bieter ein Gebot für den anzulegenden Wert, d. h. die Höhe der Förderung, ab (Gebotswert in ct/kWh). Zudem ist anzugeben, auf welche Anlagenleistung (in Kilowatt) sich das Gebot bezieht (Gebotsmenge). Die Gebote mit den niedrigsten Gebotswerten erhalten einen Zuschlag, bis das Ausschreibungsvolumen erschöpft ist.

179. Ziel des Systemwechsels war es, die Planbarkeit des Ausbaus der erneuerbaren Energien zu erhöhen.²³¹ Bei einer administrativ festgelegten Förderhöhe im alten Preissteuerungssystem führten unvorhergesehene Veränderungen der Anlagenkosten zu Schwankungen beim Zubau. So führten beispielsweise sinkende Kosten für Photovoltaikanlagen zu einer unerwarteten Steigerung des Zubaus dieser Anlagen.²³² Der Umfang, in dem Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien in das Stromsystem integriert werden mussten, war unter dem Preissteuerungssystem daher schlecht planbar. Der Gesetzgeber versprach sich mit der Umstellung auf ein Ausschreibungssystem, bei dem die Menge vorgegeben wird, demgegenüber eine bessere Planbarkeit. Einschränkend wurde allerdings bereits in der Gesetzesbegründung darauf verwiesen, dass Ausschreibungen lediglich verhinderten, dass die Ausbauziele überschritten werden. Es bestehe bei Ausschreibungen jedoch die Gefahr, dass ein Teil der Projekte, die einen Zuschlag erhalten haben, nicht realisiert werde.²³³

180. Der Gesetzgeber versprach sich durch den Systemwechsel zudem eine Erhöhung der Kosteneffizienz bei der Förderung erneuerbarer Energien.²³⁴ Allein in den Jahren 2010 bis 2014 war die EEG-Umlage von 2,05 Cent pro Kilowattstunde auf 6,24 Cent pro Kilowattstunde gestiegen.²³⁵ Sie sollte auf dem Niveau des Jahres 2014 stabilisiert werden. Dies sollte u. a. durch die wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe erreicht werden.²³⁶ Um im Rahmen eines Ausschreibungssystems möglichst geringe Förderkosten zu erreichen, muss allerdings ausreichend Wettbewerb bestehen. Dies hatte auch der Gesetzgeber im Blick, weshalb in den Bereichen Geothermie oder Deponie-, Klär- und Grubengas keine Ausschreibungen eingeführt wurden. Dort hätte das Marktumfeld nach Auffassung des Gesetzgebers keinen hinreichenden Wettbewerb ermöglicht.

181. Als weiteres wichtiges Ziel für die Entwicklung des passenden Ausschreibungsdesigns wurde vom Gesetzgeber die Wahrung der sogenannten Akteursvielfalt berücksichtigt.²³⁷ Dieses Ziel ist auch in § 2 Abs. 3 EEG 2017 festgehalten. Dort heißt es „die Höhe der Zahlung für Strom aus erneuerbaren Energien soll durch Ausschreibungen ermittelt werden. Dabei soll die Akteursvielfalt bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhalten bleiben.“ Eine große Akteursvielfalt soll einerseits zur Akzeptanz der Energiewende beitragen und andererseits den Wettbewerb erhöhen. Ziel ist es, die Kosten der Energiewende möglichst gering zu halten.²³⁸

182. Neben der Weiterentwicklung des Fördersystems wurde auch das Ziel der Förderung weiterentwickelt, bzw. ausdifferenziert. Übergeordnetes Ziel ist es weiterhin, den Anteil erneuerbarer Energien an der deutschen Strom-

²³¹ Vgl. Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts, BT-Drs. 18/1304, S. 1.

²³² Vgl. hierzu auch Monopolkommission, 4. Sektorgutachten Energie (Sondergutachten 65), Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, Baden-Baden 2014, Tz. 236 ff.

²³³ Vgl. Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und SPD, Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2016), BT-Drs. 18/8860, S. 147.

²³⁴ Vgl. Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts, BT-Drs. 18/1304, S. 94.

²³⁵ Vgl. BMWi, EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2019, 2018, S. 14, abrufbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Recht-Politik/Das_EEG/DatenFakten/daten-und-fakten.html (zuletzt abgerufen am 30. April 2019).

²³⁶ Vgl. Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts, BT-Drs. 18/1304, S. 92 ff.

²³⁷ Vgl. Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und SPD, Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2016), BT-Drs. 18/8860, S. 147.

²³⁸ Vgl. Tz. 180.

versorgung zu erhöhen.²³⁹ Dieses Ziel wird im EEG 2017 weiter konkretisiert. So soll der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch gemäß § 1 Abs. 2 EEG 2017 bis 2025 auf 40 bis 45 Prozent und bis 2035 auf 55 bis 60 Prozent erhöht werden. Im Jahr 2050 soll der Anteil schließlich bei mindestens 80 Prozent liegen. Um diese Ziele zu erreichen, wurden technologiespezifische Ausbaupfade im Gesetz verankert. Gemäß § 4 Nr. 1 b) EEG 2017 soll beispielsweise ein jährlicher Brutto-Zubau von Windenergieanlagen an Land mit einer installierten Leistung von 2.900 Megawatt ab dem Jahr 2020 erreicht werden. Tabelle 4.1 zeigt den Ausbaupfad, den das EEG 2017 für die unterschiedlichen Technologien vorsieht.

Tabelle 4.1: Ausbaupfad gemäß § 4 EEG 2017

Technologie	Zielgröße	Jahr	Volumen
Windenergieanlagen an Land	jährlicher Brutto-Zubau	2017-2019	2.800 MW
		Ab 2020	2.900 MW
Windenergieanlagen auf See	installierte Leistung	2020	6.500 MW
		2030	15.000 MW
Solaranlagen	jährlicher Brutto-Zubau		2.500 MW
Biomasseanlagen	jährlicher Brutto-Zubau	2017-2019	150 MW
		2020-2022	200 MW

Quelle: Eigene Darstellung gemäß § 4 EEG 2017.

183. Passend zu den technologiespezifischen Ausbaupfaden wurde die Förderung überwiegend auf technologiespezifische Ausschreibungen umgestellt. Zunächst wurde mit der Reform des EEG im Jahr 2014 die Förderung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen auf ein Ausschreibungssystem umgestellt, um erste Erfahrungen mit dem neuen Instrument zu sammeln. Mit der Reform des EEG im Jahr 2016 wurden diese Ausschreibungen auf weitere Solaranlagen und Technologien ausgeweitet. Seither führt die Bundesnetzagentur regelmäßig Ausschreibungen für Solaranlagen, für Windenergieanlagen an Land, für Windenergieanlagen auf See und für Biomasseanlagen durch.²⁴⁰ Zusätzlich zu diesen technologiespezifischen Ausschreibungen finden seit dem Jahr 2018 auch gemeinsame Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen statt und für das Jahr 2019 sind weitere sogenannte Innovationsausschreibungen vorgesehen. Diese Ausschreibungen werden im EEG 2017 als technologie-neutral bezeichnet.

184. Auch die Volumina der Ausschreibungen sind gesetzlich festgelegt. Das Ausschreibungsvolumen ergibt sich aus der Summe der zu installierenden Leistung, für die der Anspruch auf Förderung zu einem Gebotstermin ausgeschrieben wird. Gemäß § 28 EEG 2017 ist für jeden Ausschreibungstyp konkret vorgegeben, zu welchem Gebotstermin welches Ausschreibungsvolumen von der Bundesnetzagentur ausgeschrieben wird. Der Gesetzgeber will damit einerseits den Zielkorridor²⁴¹ für den Ausbau der erneuerbaren Energien einhalten. Andererseits soll die

²³⁹ Vgl. auch Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts, BT-Drs. 18/1304, S. 1.

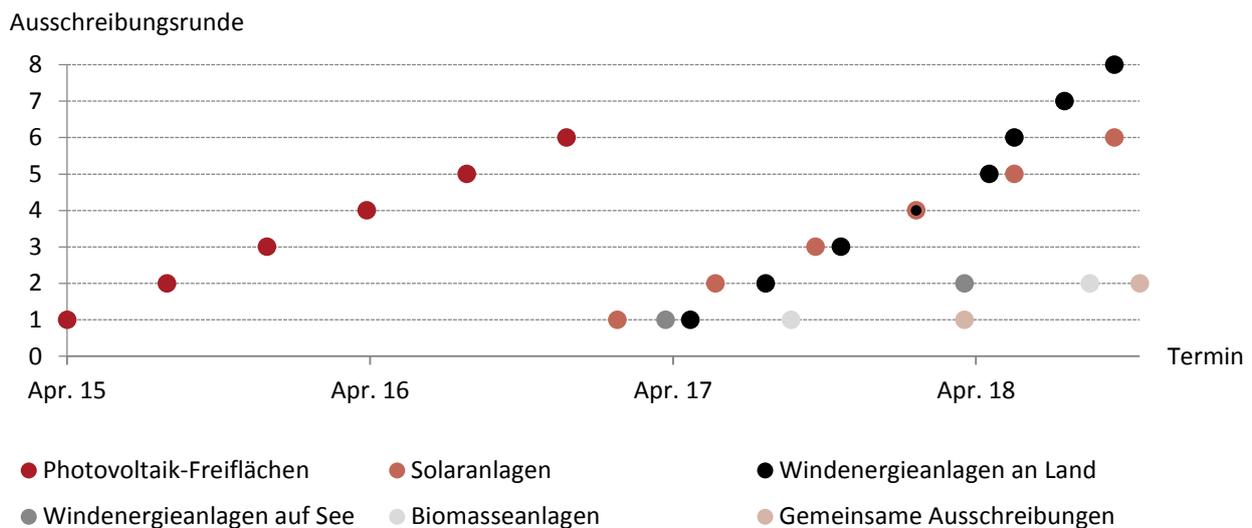
²⁴⁰ Das EEG sieht vor, dass die Ausschreibungen unter bestimmten Bedingungen im Umfang von 5 Prozent der jährlich zu installierenden Leistung für Anlagen im europäischen Ausland geöffnet, oder mit einem oder mehreren Mitgliedstaaten gemeinsam durchgeführt werden können (§ 5 EEG 2017). Eine erste grenzüberschreitende Ausschreibung wurde im Jahr 2016 mit Dänemark erprobt. Diese Ausschreibung wird in der vorliegenden Untersuchung jedoch ausgeklammert.

²⁴¹ Vgl. Tz. 182.

Aufteilung des jährlichen Volumens auf mehrere Ausschreibungstermine sicherstellen, dass ausreichend Wettbewerb herrscht.²⁴²

185. Bis zum Dezember 2018 wurden von der Bundesnetzagentur insgesamt 26 Ausschreibungen durchgeführt. Abbildung 4.1 gibt einen Überblick über die Ausschreibungsrunden und -termine der bis zum Dezember 2018 beendeten Ausschreibungen für erneuerbare Energien. Für Solaranlagen bzw. Photovoltaik-Freiflächen wurden jährlich drei Ausschreibungen durchgeführt. Für Windenergieanlagen an Land waren es pro Jahr vier Ausschreibungen und bei den übrigen Ausschreibungen bis Ende des Jahres 2018 jeweils zwei Ausschreibungsrunden.

Abbildung 4.1: Termine der bis Ende des Jahres 2018 beendeten Ausschreibungsrunden für EE-Anlagen



Quelle: Eigene Daten auf Grundlage von Daten der Bundesnetzagentur, abrufbar unter www.bundesnetzagentur.de.

186. Ob es gelingt, mit Ausschreibungen einen planbaren und kosteneffizienten Zubau zu ermöglichen, hängt entscheidend vom Ausschreibungsdesign und dem Wettbewerbsniveau ab. Ziel der Untersuchung im Rahmen des vorliegenden Kapitels ist es, die Wettbewerbssituation bei den Ausschreibungen für Solarenergie und Wind an Land einzuschätzen. Dazu wird eine Datenanalyse der bis Ende des Jahres 2018 beendeten Ausschreibungen durchgeführt. Auf dieser Grundlage zeigt die Untersuchung mögliche Wettbewerbsprobleme auf und kommt zu Empfehlungen für eine Weiterentwicklung des Ausschreibungsdesigns. Um mögliche Konzentrationsprozesse beobachten zu können, wird auch die Eigentümerstruktur der Bieter analysiert.

4.2 Ansätze zur Bestimmung der Konzentration in den Ausschreibungen

187. Zur Analyse der Konzentrationsentwicklung bei den Ausschreibungen für erneuerbare Energien wurde der Monopolkommission von der Bundesnetzagentur ein Datensatz zur Verfügung gestellt.²⁴³ Der Datensatz umfasst u. a. die Firma²⁴⁴ und die Gebotsmenge aller Bieter, die an einer Ausschreibung für Windenergie an Land oder Solarenergie in den Jahren 2015 bis 2018 teilgenommen haben.

²⁴² Vgl. auch Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts, BT-Drs. 18/1304, S. 147 ff.

²⁴³ Die Monopolkommission hat hier von ihrem Recht Gebrauch gemacht, Einsicht in die bei der Bundesnetzagentur geführten Akten zu nehmen (§ 62 Abs. 1 Satz 3 EnWG).

²⁴⁴ Gemäß § 17 HGB ist die Firma eines Kaufmanns der Name, unter dem er seine Geschäfte betreibt.

188. Als Maß für die Konzentration werden Konzentrationsraten verwendet. Die Konzentrationsrate gibt an, welcher Anteil des Gesamtmerkmalswertes auf jeweils eine bestimmte Anzahl der größten Merkmalsträger entfällt.²⁴⁵ Die Konzentrationsrate („concentration rate“) cr_3 entspricht beispielsweise dem Marktanteil der drei größten Unternehmen eines Marktes am Gesamtumsatz auf dem entsprechenden Markt. Die Verwendung von Konzentrationsraten zur Beurteilung der Konzentration bietet den Vorteil, dass sich dieses Maß auf die jeweils größten Unternehmen bezieht, die auch unter wettbewerbsrechtlichen Aspekten von besonderem Interesse sind. So bezieht sich auch das Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) in § 18 Abs. 4 auf eine Schwelle von 40 Prozent, ab der eine marktbeherrschende Stellung eines Unternehmens vermutet wird ($cr_1 \geq 40$). Eine gemeinsame Marktbeherrschung wird gemäß § 18 Abs. 6 GWB vermutet, wenn drei oder weniger Unternehmen einen Marktanteil von 50 Prozent ($cr_3 \geq 50$) oder fünf oder weniger Unternehmen einen Marktanteil von zwei Dritteln erreichen ($cr_5 \geq 66\frac{2}{3}$).

189. Nachteil der Verwendung von Konzentrationsraten ist, dass sie eine Marktabgrenzung voraussetzen. Idealerweise sollte der Markt so abgegrenzt werden, dass er alle Produkte bzw. Dienstleistungen umfasst, die Nachfrager als substituierbar betrachten (Bedarfsmarktkonzept). Mit der Marktabgrenzung variiert auch die gemessene Konzentration. Sind nicht alle Daten verfügbar, die notwendig sind, um einen Markt entsprechend des Bedarfsmarktkonzepts abzugrenzen, geben die verfügbaren Daten zudem bereits implizit eine Marktabgrenzung vor, die nicht den tatsächlichen Verhältnissen entsprechen muss. Die resultierenden Ergebnisse der Konzentrationsanalyse können insofern nur ein erster Indikator für die Wettbewerbsverhältnisse auf einem Markt sein.

190. Ein weiterer Indikator für die Wettbewerbsverhältnisse in einem Markt ist die Ausprägung von Markteintrittsbarrieren. Markteintrittsbarrieren beschränken die Möglichkeit potenzieller Wettbewerber, in den Markt einzutreten. Bei den Ausschreibungen für erneuerbare Energien, können diese Markteintrittsbarrieren beispielsweise darin bestehen, dass für potenzielle Wettbewerber keine Flächen für den Ausbau zur Verfügung stehen oder Genehmigungen für den Ausbau nicht erteilt werden. Die Ausprägung von Markteintrittsbarrieren determiniert den Wettbewerbsdruck, der von potenziellen Wettbewerbern ausgeht. Somit ist die Ausprägung von Markteintrittsbarrieren ein wichtiger Indikator für die Wettbewerbsverhältnisse auf einem Markt, der von der Konzentrationsanalyse allerdings nicht erfasst wird.

191. Zur Bestimmung der Konzentration im Markt mit Hilfe von Konzentrationsraten, werden, wie beschrieben, die Marktanteile der größten Unternehmen in einem Markt herangezogen. Hier stellt sich die Frage, anhand welches Merkmals der Marktanteil eines Unternehmens zu messen ist. Üblicherweise wird der Umsatz als Merkmal zur Bestimmung des Marktanteils gewählt. Auf Ausschreibungsmärkten wird dagegen häufig die Menge zur Einschätzung der Wettbewerbsverhältnisse verwendet. So berücksichtigte das Bundeskartellamt zuletzt zur Berechnung der Marktanteile auf dem Regelenergiemarkt die Leistung der Kraftwerke zur Bestimmung der jeweiligen Marktanteile.²⁴⁶ Die Bundesnetzagentur beurteilt die Wettbewerbsintensität bei den Ausschreibungen für erneuerbare Energien ebenfalls vorrangig auf Grundlage des Verhältnisses von Gebotsmenge zu Ausschreibungsmenge, welche jeweils in zu installierender Leistung in Kilowatt bemessen wird.²⁴⁷ Die Verwendung der Menge als Bezugsgröße zur Beurteilung der Wettbewerbsverhältnisse erscheint auch für die Bestimmung der Konzentration im vorliegenden Kapitel sinnvoll, da es sich bei der ausgeschriebenen installierten Leistung um ein homogenes Gut handelt, so dass die Vergleichbarkeit der Angebote unterschiedlicher Anbieter auch ohne finanzielle Bewertung möglich ist. Daher werden die Marktanteile zur Bestimmung der Konzentration im vorliegenden Kapitel aufgrund der zu installierenden Leistung ermittelt.

192. Zur Bestimmung der Marktanteile sind zudem die wirtschaftlichen Einheiten abzugrenzen, denen die Marktanteile zugewiesen werden. Vorliegend sind Mutterunternehmen häufig über mehrere Beteiligungsunternehmen

²⁴⁵ Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten I – Mehr Wettbewerb ist möglich, Baden-Baden 1976, Tz. 151.

²⁴⁶ Vgl. BKartA, Beschluss vom 13. Dezember 2017, B4 – 80/17, Tz. 120.

²⁴⁷ Vgl. BNetzA/BKartA, Bericht – Monitoringbericht 2018, S. 97.

an den Ausschreibungen beteiligt.²⁴⁸ Im Rahmen der Konzentrationsanalyse werden diese als wirtschaftliche Einheit betrachtet. Nehmen unterschiedliche Tochterunternehmen desselben Mutterunternehmens an den Ausschreibungen teil, sind die Gebote dieser Tochterunternehmen im Rahmen der Konzentrationsanalyse daher zusammenzufassen. Die Daten der Bundesnetzagentur erfassen diejenigen Anteilseigner eines Bieters, die mit mehr als 25 Prozent beteiligt sind. Dabei wird die genaue Höhe der Beteiligung im Einzelfall nicht ausgewiesen. Das führt zu dem Problem, dass die Identifizierung von Anteilseignern mit einem Anteil von weniger als 25 Prozent und mehr als 50 Prozent nicht möglich ist. Daher wurden für das vorliegende Kapitel die Anteilseigner der Bieter auf Grundlage der Orbis-Unternehmensdatenbank des privaten Datenanbieters Bureau van Dijk ermittelt.²⁴⁹ So war es möglich, einerseits die Mutterunternehmen der Bieter zu ermitteln und andererseits auch diejenigen Anteilseigner, die einen Anteil von weniger als 25 Prozent halten.

193. Darüber hinaus muss festgelegt werden, ob als Gesamtmerkmalswert zur Bestimmung des Marktanteils die zu installierende Leistung aller eingereichten Gebote verwendet wird (Gebotsvolumen) oder die zu installierende Leistung aller Gebote, die einen Zuschlag erhalten haben (Zuschlagsvolumen). Äquivalent zur Bestimmung von Marktanteilen auf Grundlage tatsächlich verkaufter Produkte oder Dienstleistungen können auf einem Ausschreibungsmarkt bei der Bestimmung des Marktanteils nur diejenigen Gebote berücksichtigt werden, die einen Zuschlag erhalten haben (Zuschlagsvolumen).²⁵⁰ Diese Methodik gibt Aufschluss über die Entwicklung der Anbieterstruktur für erneuerbare Energie im Strommarkt. Daher wird in den folgenden Abschnitten zur Konzentrationsanalyse einleitend die Konzentration auf Grundlage des Zuschlagsvolumens berechnet. Nachteil einer Betrachtung auf Grundlage des Zuschlagsvolumens ist allerdings, dass dabei nicht berücksichtigt wird, dass im Rahmen einer Ausschreibung alle eingereichten Gebote im Wettbewerb zueinander stehen. Der Verhaltensspielraum der letztlich erfolgreichen Bieter wird durch die Teilnahme auch der nicht erfolgreichen Bieter eingeschränkt. Soll dieser Wettbewerbsdruck berücksichtigt werden, muss anstelle des Zuschlagsvolumens das Gebotsvolumen als Gesamtmerkmalswert zur Bestimmung des Marktanteils herangezogen werden.²⁵¹ Daher beziehen sich die weiteren Konzentrationsanalysen im vorliegenden Kapitel auf das Gebotsvolumen, obwohl auch diese Größe den Wettbewerbsdruck nicht vollständig abbilden kann, da potenzielle Anbieter, die kein Gebot abgegeben haben, nicht berücksichtigt werden.

194. Eine weitere Annahme ist in Bezug auf den betrachteten Zeitraum zu treffen. Um die zukünftige Struktur der Anbieter von erneuerbarer Energie im Strommarkt einschätzen zu können, muss die Konzentration in Bezug auf alle erfolgreichen Bieter ermittelt werden. Denn im Rahmen der Ausschreibung für erneuerbare Energien wird die Förderung für einen Zeitraum von 20 Jahren vergeben. Alle erfolgreichen Bieter nehmen daher in den kommenden Jahren auf Grundlage der im Rahmen der Ausschreibung ermittelten Förderung am Strommarkt teil.²⁵² Die einleitende Analyse der Konzentration auf Grundlage des Zuschlagsvolumens bezieht sich daher auf alle bis Ende des Jahres 2018 beendeten Ausschreibungen. Mit Hilfe dieser Methodik lässt sich allerdings nicht der potenzielle Wettbewerb in den Ausschreibungen erfassen. Soll dieser erfasst werden, dürfen nur diejenigen Ausschreibungen gemeinsam untersucht werden, die aus Sicht der Bieter substituierbar waren. Dies dürfte nicht für alle bis Ende

²⁴⁸ Zur Vereinfachung wird im Rahmen der vorliegenden Analyse von einem Mutterunternehmen gesprochen, wenn es an einem anderen Unternehmen mehr als 50 Prozent der Anteile hält.

²⁴⁹ Die Eigentümerdaten wurden im Frühjahr 2019 erfasst. Daher kann es gegenüber dem Zeitpunkt der Teilnahme des Bieters an der entsprechenden Ausschreibung zu Abweichungen kommen, wenn die Eigentümer der Bieter im Zeitraum zwischen der Teilnahme an der Ausschreibung und Frühjahr 2019 gewechselt hätten.

²⁵⁰ Das Bundeskartellamt hat als Marktanteil auf Ausschreibungsmärkten zuletzt ebenfalls den Anteil eines Anbieters am Zuschlagsvolumen betrachtet. Beispielsweise wurden die Marktanteile auf dem Regelenenergiemarkt auf Grundlage der durchschnittlich vorgehaltenen Leistung, nicht auf Grundlage der durchschnittlich gebotenen Leistung, berechnet (vgl. BKartA, Beschluss vom 13. Dezember 2017, B4 – 80/17, Tz. 120).

²⁵¹ Auch die Bundesnetzagentur nimmt ihre Einschätzung bezüglich der Wettbewerbsintensität bisher vorrangig auf Grundlage des Verhältnisses von Gebotsmenge zur Ausschreibungsmenge vor (vgl. BNetzA/BKartA, Bericht – Monitoringbericht 2018, S. 97).

²⁵² Auch das Bundeskartellamt betrachtet beispielsweise bei den Ausschreibungen für die Verwertung (unvorbehandelter) Siedlungsabfälle für ein bestimmtes Jahr, welchen Anteil ein Anbieter am Volumen aller innerhalb dieses Jahres laufenden Verträge hatte (vgl. BKartA, Beschluss vom 13. Dezember 2017, B4 – 80/17, Tz. 271.).

des Jahres 2018 beendeten Ausschreibungen der Fall sein. Beispielsweise entsprachen die Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften im Jahr 2018 nicht denjenigen des Jahres 2017.²⁵³ Eine Auswertung der Konzentration auf Grundlage ganzer Kalenderjahre ist insofern besser geeignet, den potenziellen Wettbewerb in den Ausschreibungen abzubilden.²⁵⁴ Ergänzt wird diese Betrachtung schließlich um eine Betrachtung der einzelnen Ausschreibungsrunden, da Bieter ihre Teilnahme an einer Ausschreibungsrunde möglicherweise auch nicht einfach durch die Teilnahme an einer früheren oder späteren Ausschreibungsrunde substituieren konnten.²⁵⁵ Zudem können auf dieser Grundlage aufgrund der gegenüber der Jahresbetrachtung größeren Zahl an Beobachtungen detailliertere Aussagen zur Entwicklung der Konzentration abgeleitet werden.

4.3 Ausschreibungen für Windenergie an Land

4.3.1 Zuletzt geringe Beteiligung an den Ausschreibungen schwächt Wettbewerb

195. Bei den Ausschreibungen für Windenergie an Land wurden im Jahr 2017 drei Ausschreibungsrunden mit einem Ausschreibungsvolumen von insgesamt 2,8 GW durchgeführt. Die Beteiligung an diesen Ausschreibungen war hoch. Insgesamt wurden Gebote mit einem Volumen von 7,7 GW eingereicht. Diese Ausschreibungen waren somit mehrfach überzeichnet. Als überzeichnet wird eine Ausschreibung bezeichnet, in der das Verhältnis von eingereichter zu ausgeschriebener Menge größer als eins ist. Das Verhältnis von eingereichter zur ausgeschriebenen Menge kann als Indikator für das Wettbewerbsniveau herangezogen werden. Gemessen anhand dieses Indikators war das Wettbewerbsniveau in den Ausschreibungen des Jahres 2017 hoch. Im Jahr 2018 war dies jedoch nicht der Fall. Wie Abbildung 4.2 zeigt, ging das Gebotsvolumen im Jahr 2018 deutlich zurück und fiel im Mai 2018 sogar unter das Ausschreibungsvolumen, sodass bei dieser Ausschreibung erstmals jedes zulässige Gebot einen Zuschlag erhielt. Auch in den Ausschreibungsrunden ab Oktober 2018 war dies wieder der Fall.²⁵⁶ Als Ursachen für die Unterdeckung der Ausschreibungen werden ein Genehmigungsstau, aber auch strategisches Verhalten der Bieter diskutiert.²⁵⁷

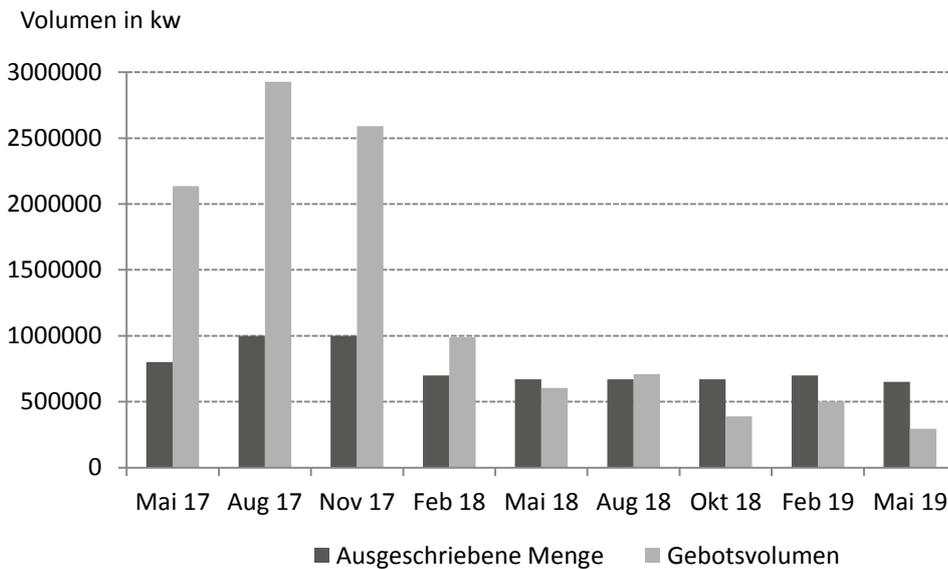
²⁵³ Dazu noch Tz. 197.

²⁵⁴ Das Bundeskartellamt fasst bei den Ausschreibungen für Regelenergie ebenfalls alle Ausschreibungsergebnisse eines Jahres zusammen, um den Marktanteil zu bestimmen (vgl. BKartA, Beschluss vom 13. Dezember 2017, B4 – 80/17, Tz. 120).

²⁵⁵ So beispielsweise auch bei der Stromlieferung zu unterschiedlichen Zeitpunkten, bei der Anbieter aufgrund der begrenzten Speicherbarkeit von Strom nicht hinreichend miteinander in Wettbewerb stehen (vgl. Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie (Sondergutachten 77), a. a. O., Tz. 76).

²⁵⁶ Stand: August 2019.

²⁵⁷ Vgl. energate messenger, Windbranche: Lange Genehmigungsverfahren verhindern Wettbewerb, 23. Oktober 2018, abrufbar unter <https://www.energate-messenger.de/news/187059/windbranche-lange-genehmigungsverfahren-verhindern-wettbewerb> (zuletzt abgerufen am 02.08.2019); energate messenger, Netzagentur bringt Bundesplanung für Windkraftstandorte ins Spiel, 6. Dezember 2018, abrufbar unter <https://www.energate-messenger.de/news/188106/netzagentur-bringt-bundesplanung-fuer-windkraftstandorte-ins-spiel> (zuletzt abgerufen am 02.08.2019).

Abbildung 4.2: Volumina der Ausschreibungen für Wind an Land bis Mai 2019

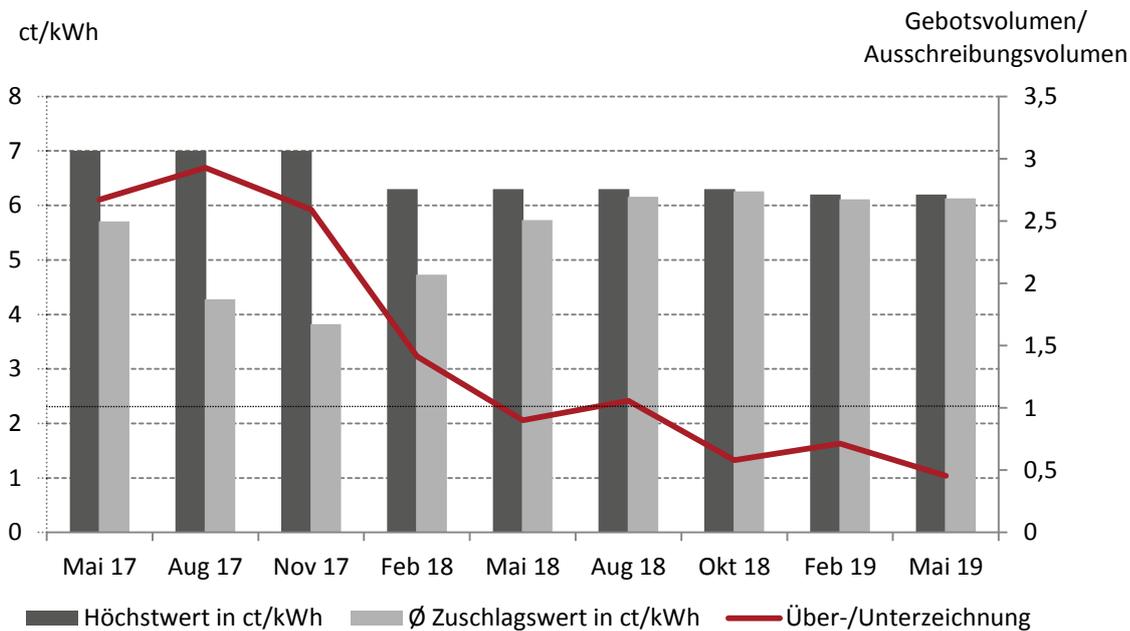
Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Daten der Bundesnetzagentur.

196. Gleichzeitig war im Jahr 2017 ein deutliches Absinken des durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerts von 5,71 ct/kWh auf lediglich 3,82 ct/kWh zu beobachten. Der Zuschlagswert ist gemäß § 3 Nr. 51 EEG 2017 der anzulegende Wert, zu dem ein Zuschlag erteilt wird, und entspricht i. d. R. dem Gebotswert, da bei den Ausschreibungen für Windenergie das Gebotspreisverfahren verwendet wird.²⁵⁸ Auch diese Preisentwicklung kehrte sich im Jahr 2018 um. Der mengengewichtete, durchschnittliche Zuschlagswert stieg kontinuierlich an, bis er im Oktober 2018 einen Wert von 6,26 ct/kWh erreichte. Abbildung 4.3 zeigt die Entwicklung des mengengewichteten, durchschnittlichen Zuschlagswerts über alle bisher²⁵⁹ beendeten Ausschreibungen (hellgrauer Balken). Außerdem ist die Über- bzw. Unterzeichnung der Ausschreibungsrunden dargestellt (rote Linie). Diese Gegenüberstellung legt einen negativen Zusammenhang zwischen Über- bzw. Unterzeichnung und mengengewichtetem, durchschnittlichen Zuschlagswert nahe. Auch laut Bundesnetzagentur spiegeln die gestiegenen Zuschlagswerte einen vergleichsweise schwachen Wettbewerb wider.²⁶⁰

²⁵⁸ Bei Anwendung des Gebotspreisverfahrens („pay-as-bid“) entspricht die Vergütung eines erfolgreichen Bieters seinem Gebotswert.

²⁵⁹ Stand: August 2019.

²⁶⁰ Vgl. BNetzA, Pressemitteilung vom 17. August 2018, Ergebnisse der dritten Ausschreibung für Wind an Land 2018, abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2018/20180817_Onshore18-3.html (zuletzt abgerufen am 02.08.2019).

Abbildung 4.3: Ergebnisse der Ausschreibungen für Wind an Land bis Mai 2019

Anmerkung: Der Höchstwert wird durch die Bundesnetzagentur festgesetzt. Gebote, die den Höchstwert überschreiten, werden von der Ausschreibung ausgeschlossen. Die Über- bzw. Unterzeichnung ist der Quotient aus Gebots- und Ausschreibungsvolumen.

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Daten der Bundesnetzagentur.

197. Die zu beobachtende Kehrtwende in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land ist auf eine Änderung im Ausschreibungsdesign zurückzuführen. Diese Änderung bezieht sich auf die Teilnahme sogenannter Bürgerenergiegesellschaften an den Ausschreibungen. Damit eine Gesellschaft als Bürgerenergiegesellschaft gemäß § 3 Nr. 15 EEG 2017 angesehen wird, müssen mindestens zehn natürliche Personen stimmberechtigte Mitglieder oder Anteilseigner sein. Zudem müssen Personen, die seit mindestens einem Jahr in der Nähe des geplanten Standorts der Anlage gemeldet sind, die Mehrheit der Stimmrechte besitzen und kein Mitglied oder Anteilseigner der Gesellschaft darf mehr als 10 Prozent der Stimmrechte halten. Mit Hilfe dieser Regelung sollten kleine, lokal verankerte Akteure begünstigt werden. Für die Bürgerenergiegesellschaften gelten erleichterte Bedingungen für die Teilnahme an den Ausschreibungen. Gemäß § 36g EEG 2017 können sie bereits vor der Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz ein Gebot abgeben, was sonstigen Teilnehmern nicht möglich ist.²⁶¹ Zudem beträgt die Frist zur Realisierung von bezuschlagten Anlagen 4,5 anstatt 2,5 Jahre. Mit Hilfe dieser Erleichterungen sollte das Zuschlags- und Preisrisiko von Bürgerenergiegesellschaften reduziert werden. Als Grund für die bevorzugte Behandlung lokal verankerter Akteure wurde angeführt, dass diese maßgeblich zur Akzeptanz von neuen Windenergieanlagen beitragen.²⁶²

198. Im Jahr 2017 war die Beteiligung von Bürgerenergiegesellschaften bei den Ausschreibungen für Windenergie an Land hoch. Ihr Anteil am Gebotsvolumen betrug 71 Prozent in der ersten, 84 Prozent in der zweiten und 89 Prozent in der dritten Ausschreibungsrunde. In Bezug auf die Zuschläge war die Dominanz von Bürgerenergiegesellschaften sogar noch größer. Ihr Anteil am Zuschlagsvolumen betrug im Jahr 2017 96 Prozent in der ersten, 95

²⁶¹ Das Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz – BImSchG) bestimmt, dass die Errichtung und der Betrieb von Anlagen, die schädliche Umwelteinwirkungen hervorrufen können, einer Genehmigung bedürfen.

²⁶² Vgl. Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und SPD, Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2016), BT-Drs. 18/8860, S. 153.

Prozent in der zweiten und 99 Prozent in der dritten Ausschreibungsrunde.²⁶³ Die erleichterten Bedingungen, die ursprünglich für einzelne, lokal verankerte Akteure gedacht waren, galten somit für fast alle Bieter, die einen Zuschlag erhalten hatten. Die Bürgerenergiegesellschaften, die in den Ausschreibungen Zuschläge erhalten hatten, waren allerdings keine kleinen, lokal verankerten Akteure. Vielmehr können viele mit großen, etablierten Projektierern in Verbindung gebracht werden.²⁶⁴ Die erleichterten Bedingungen für Bürgerenergiegesellschaften erfüllten somit nicht ihren Zweck, kleine, lokal verankerte Akteure zu bevorzugen.

199. Zudem galten die erleichterten Bedingungen im Jahr 2017 für fast alle bezuschlagten Projekte. Daher bestand die Befürchtung, dass die jährlichen Ausbauziele in den Jahren 2019 und 2020, und damit auch das nationale Klimaschutzziel für das Jahr 2020, möglicherweise nicht erreicht würden.²⁶⁵ Bei im Jahr 2017 bezuschlagten Projekten war ursprünglich erwartet worden, dass diese zumindest teilweise im Jahr 2019 realisiert würden (Realisierungsfrist 2,5 Jahre). Bürgerenergiegesellschaften müssen ihre Anlagen jedoch erst nach 4,5 Jahren in Betrieb nehmen, um gefördert zu werden. Zudem konnten Bürgerenergiegesellschaften ohne Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz teilnehmen. Beides spricht dafür, dass die Anlagen erst gegen Ablauf der 4,5 Jahre, d. h. in den Jahren 2021 und 2022 oder vielleicht gar nicht in Betrieb genommen werden.²⁶⁶

200. Da die Privilegien für Bürgerenergiegesellschaften ihren Zweck nicht erfüllten und die Gefahr gesehen wurde, dass die bezuschlagten Mengen letztlich nicht realisiert würden, wurden einige der Privilegien für Bürgerenergiegesellschaften gemäß § 104 Abs. 8 EEG 2017 zunächst für das Jahr 2018 und mittlerweile bis Mitte 2020 ausgesetzt. Bürgerenergiegesellschaften müssen nun, wie die übrigen Bieter, bereits bei Abgabe eines Gebots eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz vorlegen. Die verlängerte Realisierungsfrist gilt zudem nicht fort. Wie ab Mitte 2020 eine Teilnahme kleiner, regionaler Akteure sichergestellt werden soll, ist noch offen. Eine Möglichkeit bestünde darin, auf Ausnahmeregelungen und wiederholte Designänderungen zu verzichten und stattdessen ein einfaches und stabiles Ausschreibungsdesign anzustreben. Dieser Ansatz zielt darauf ab, die Kosten einer Teilnahme an den Ausschreibungen, die vor allem für kleine Akteure ein Risiko darstellen, möglichst gering zu halten. Vorgeschlagen wird allerdings auch, einen größeren Anteil an Anlagen aus der Pflicht zur Teilnahme an den Ausschreibungen auszunehmen.²⁶⁷ In diesem Fall würden kleine Akteure wieder in Höhe des administrativ festgelegten Vergütungssatzes gefördert und stünden nicht weiter im direkten Wettbewerb mit größeren Teilnehmern.

201. Um eine Zubaulücke zu verhindern und das nationale Klimaschutzziel 2020 nicht zu gefährden, wurden zudem die Realisierungsfrist für Windenergieanlagen an Land vorübergehend verkürzt und zusätzliche Ausschreibungen, sogenannte Sonderausschreibungen, eingeführt. Die Verkürzung der Realisierungsfrist in den ersten Ausschreibungen des Jahres 2019 soll bewirken, dass einige Anlagen so schnell in Betrieb genommen werden, dass sie

²⁶³ Vgl. die Darstellung in der Publikation Deutsche Windguard, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz – Teilvorhaben II e): Wind an Land – Zwischenbericht, 2018, S. 73, abrufbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-6-wind-an-land.html (zuletzt abgerufen am 13. Mai 2019).

²⁶⁴ Vgl. Deutsche Windguard, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz – Teilvorhaben II e): Wind an Land – Zwischenbericht, 2018, S. 73 f., abrufbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-6-wind-an-land.html (zuletzt abgerufen am 02.08.2019).

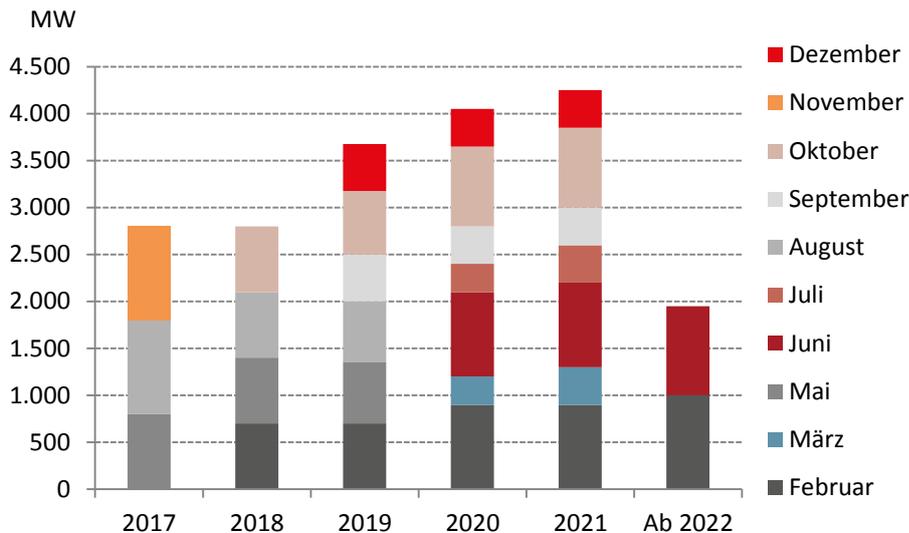
²⁶⁵ Vgl. BMWi, Erfahrungsbericht nach § 97 EEG (EEG-Erfahrungsbericht), 2018, S. 14, abrufbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/eeg-erfahrungsbericht.html (zuletzt abgerufen am 02.08.2019).

²⁶⁶ Zum einen war es den Projektierern möglich, bereits die Vorteile der nächsten, günstigeren Anlagengeneration bei den Ausschreibungen einzupreisen, die dann auch erst später in Betrieb genommen werden kann. Zum anderen ist für Projekte ohne Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz allein aufgrund des noch zu durchlaufenden Genehmigungsverfahrens mit einer längeren Zeit bis zur Realisierung zu rechnen (vgl. IZES, Ausschreibungen für Windenergie an Land: Erfahrungen in acht Ländern, 2018, S. 86 ff., abrufbar unter http://www.izes.de/de/projekte/ausschreibungen_wind_an_land_acht_laender (zuletzt abgerufen am 02.08.2019)).

²⁶⁷ Vgl. energate messenger, Mittelständische Projektierer warnen vor Verdrängung, 12. Juni 2018, abrufbar unter <https://www.energate-messenger.de/news/183801/mittelstaendische-projektierer-warnen-vor-verdraengung> (zuletzt abgerufen am 02.08.2019).

die Zubaulücke abmildern.²⁶⁸ Die Einführung von Sonderausschreibungen war bereits im Koalitionsvertrag vorgesehen.²⁶⁹ Ihr Volumen von insgesamt 4 GB zu installierender Leistung wird auf insgesamt zehn Ausschreibungsrunden in den Jahren 2019 bis 2021 aufgeteilt, „um [...] ausreichende Flächenpotenziale und damit Wettbewerb zu gewährleisten.“²⁷⁰ Abbildung 4.4 zeigt Ausschreibungsvolumina und Termine für die Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land für die kommenden Jahre gemäß § 28 EEG 2017. Insgesamt wird das Ausschreibungsvolumen im Jahr 2019 gegenüber dem Jahr 2017 um 31 Prozent erhöht. Im Jahr 2021 sollen schließlich etwa 50 Prozent mehr installierte Leistung ausgeschrieben werden als noch im Jahr 2017.

Abbildung 4.4: Ausschreibungsvolumen für Windenergieanlagen an Land gemäß § 28 EEG 2017



Anmerkungen: Die Abbildung zeigt die regelmäßigen und die Sonderausschreibungen. Ausschreibungstermin ist jeweils der 1. des entsprechenden Monats.

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von § 28 EEG 2017.

202. Bei der Entscheidung über eine Erhöhung der Ausschreibungsmenge durch die Sonderausschreibungen stand der Gesetzgeber vor dem Problem, dass einerseits eine Ausweitung der Menge notwendig erschien, um die Ausbauziele zu erreichen, andererseits jedoch die Gefahr gesehen wurde, dass eine Erhöhung der Ausschreibungsmenge mit einer Einschränkung des Wettbewerbsniveaus einhergehen könnte.²⁷¹ Nach Aussetzung der Privilegien für Bürgerenergiegesellschaften im Jahr 2018 war die Teilnahme bei den Ausschreibungen insgesamt bereits deutlich zurückgegangen und der mengengewichtete, durchschnittliche Zuschlagswert angestiegen. Sind fehlende Genehmigungen die Ursache für diese Entwicklung, könnte eine Ausweitung der Ausschreibungsmenge die Situation noch verschärfen.

²⁶⁸ Vgl. Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften, BR-Drs. 563/18, S. 80.

²⁶⁹ Vgl. Ein neuer Aufbruch für Europa – Eine neue Dynamik für Deutschland – Ein neuer Zusammenhalt für unser Land, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 19. Legislaturperiode, S. 71 f., abrufbar unter <https://www.bundesregierung.de/bregde/themen/koalitionsvertrag-zwischen-cdu-csu-und-spd-195906> (zuletzt abgerufen am 02.08.2019).

²⁷⁰ Vgl. Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften, BR-Drs. 563/18, S. 78.

²⁷¹ Vgl. Wirtschaftsministerkonferenz, Beschluss-Sammlung der Wirtschaftsministerkonferenz am 27./28. Juni 2018 am Bostalsee, Punkt 6.5 der Tagesordnung - Sonderausschreibungen und regionale Steuerung des Erneuerbare-Energien-Ausbaus, S. 2, abrufbar unter <https://www.wirtschaftsministerkonferenz.de/WMK/DE/termine/Sitzungen/18-06-27-28-termin-wmk.html?nn=4812786> (zuletzt abgerufen am 02.08.2019).

4.3.2 Konzentration bisher gering, aber zunehmend

203. Die hohe Beteiligung der Bürgerenergiegesellschaften stellt auch für die Analyse der Konzentration in den Ausschreibungen für Windenergie an Land eine Herausforderung dar.²⁷² Da gemäß § 3 Nr. 15 EEG 2017 kein Mitglied oder Anteilseigner der Gesellschaft mehr als 10 Prozent der Stimmrechte halten darf, existiert bei diesen Gesellschaften kein Unternehmen mit einer Anteilsmehrheit. Dennoch zeigten Auswertungen der Unternehmensverflechtungen bei vielen der erfolgreichen Bieter eine Verbindung zu etablierten Projektierern.²⁷³ Häufig wurde für die Bürgerenergiegesellschaften die Rechtsform einer GmbH & Co. KG gewählt.²⁷⁴ Bei diesen Gesellschaften wird die Geschäftsführung i. d. R. von der Komplementärgesellschaft ausgeübt, die selbst keine Anteile am Bieter hält. Die Kommanditisten, in diesem Fall häufig natürliche Personen, halten zwar Anteile, dürfen allerdings nur in begrenztem Umfang über wesentliche Angelegenheiten entscheiden.²⁷⁵ Daher wurde in der vorliegenden Untersuchung die Annahme getroffen, dass eine wirtschaftliche Einheit nicht nur dann vorliegt, wenn unterschiedliche Bieter einem gemeinsamen Mutterunternehmen zugeordnet werden konnten. Vielmehr wurde in Fällen, in denen neben natürlichen Personen dieselbe juristische Person an unterschiedlichen Bietern beteiligt war, ebenfalls von einer wirtschaftlichen Einheit ausgegangen.²⁷⁶

204. In den Jahren 2017 und 2018 haben insgesamt 559 Gesellschaften an den Ausschreibungen für Windenergie an Land teilgenommen. Für 517 (92,5 Prozent) dieser Gesellschaften konnten Anteilseigner identifiziert werden. Bei 201 Gesellschaften (36,0 Prozent) wurde eine Verbindung zu mindestens einer weiteren Gesellschaft, die an den Ausschreibungen teilgenommen hat, festgestellt. Über alle Ausschreibungen betrachtet, wurden insgesamt vier Mutterunternehmen identifiziert, über die jeweils mehr als zehn Gesellschaften miteinander in Verbindung stehen. Eines dieser vier Mutterunternehmen war an 37 Gesellschaften beteiligt, ein weiteres an 15 und die beiden anderen an 13 bzw. 12 Gesellschaften, die mit mindestens einem Gebot an mindestens einer Ausschreibung teilgenommen haben.

205. Um Aufschluss über die Entwicklung der Anbieterstruktur für erneuerbare Energie im Strommarkt zu erhalten, wurden zunächst die Anteile der größten Unternehmensgruppen am über alle sieben Ausschreibungsrunden aggregierten Zuschlagsvolumen ermittelt.²⁷⁷ Abbildung 4.5 zeigt die entsprechenden Anteile der fünf größten Unternehmensgruppen. Auf Grundlage der Betrachtung des Zuschlagsvolumens über alle Ausschreibungsrunden befindet sich der Marktanteil der größten Unternehmensgruppe im Bereich zwischen 10 und 20 Prozent und liegt somit deutlich unterhalb der Schwelle von 40 Prozent, ab der gemäß § 18 Abs. 4 GWB eine marktbeherrschende Stellung vermutet wird. Auch eine gemeinsame Marktbeherrschung kann auf Grundlage dieser Betrachtung nicht vermutet werden, da der Marktanteil der fünf größten Unternehmen mit 26,3 Prozent ebenfalls deutlich unterhalb des Schwellenwerts von 66,6 Prozent gemäß § 18 Abs. 6 Nr. 2 GWB liegt.²⁷⁸

²⁷² Vgl. Tz. 198.

²⁷³ Vgl. Deutsche Windguard, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz – Teilvorhaben II e): Wind an Land – Zwischenbericht, 2018, S. 74, abrufbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-6-wind-an-land.html (zuletzt abgerufen am 02.08.2019).

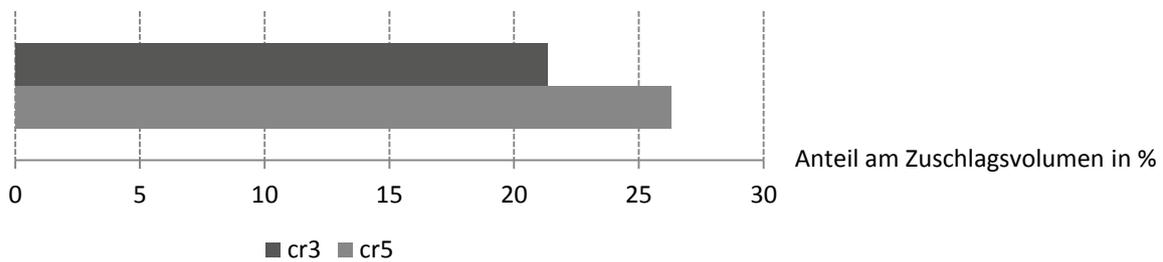
²⁷⁴ Der Anteil dieser Rechtsform liegt bei Bürgerenergiegesellschaften die in den Ausschreibungen der Jahre 2017 und 2018 teilgenommen haben bei 69 Prozent.

²⁷⁵ Vgl. Fraunhofer ISI, IKEM, Fraunhofer IEE, Wissenschaftlicher Gesamtbericht – EEG-Erfahrungsbericht 2018 – erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2018, S. 134, abrufbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-1-querschnittsvorhaben.html (zuletzt abgerufen am 02.08.2019).

²⁷⁶ Vereinfachend wird in Bezug auf die juristische Person in diesen Fällen ebenfalls von Mutterunternehmen gesprochen.

²⁷⁷ Vgl. Tz. 194 f.

²⁷⁸ Vgl. Tz. 188.

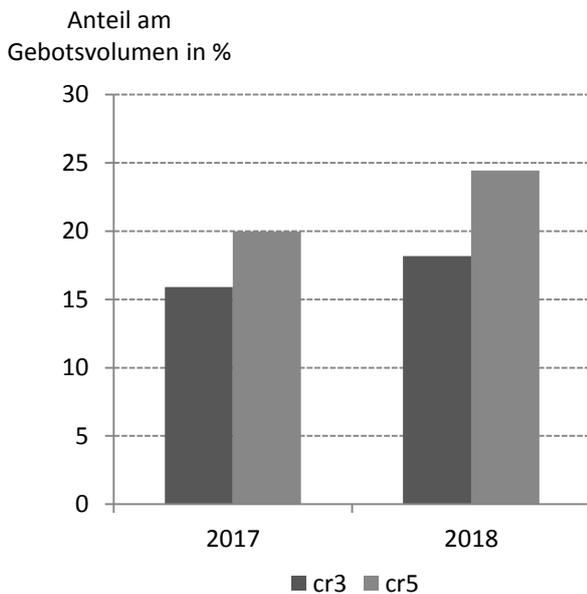
Abbildung 4.5: Konzentrationsraten gemessen am Zuschlagsvolumen (Windenergie an Land)

Anmerkung: Die Konzentrationsrate cr3 (cr5) entspricht dem Anteil der drei (fünf) größten Unternehmensgruppen am Zuschlagsvolumen aller Ausschreibungsrunden. Unter einer Unternehmensgruppe wurden alle Bieter zusammengefasst, denen dasselbe Mutterunternehmen zugeordnet werden konnte.

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung auf Grundlage von Daten der Bundesnetzagentur und der Unternehmensdatenbank Orbis des Datenanbieters Bureau van Dijk.

206. Die Analyse der Konzentration ohne Berücksichtigung der letztlich nicht erfolgreichen Bieter lässt allerdings außer Acht, dass diese Bieter den Verhaltensspielraum der letztlich erfolgreichen Bieter in der Ausschreibung entscheidend eingeschränkt haben könnten.²⁷⁹ Daher werden nachfolgend die Anteile der auf Grundlage ihrer Mutterunternehmen zusammengefassten größten Unternehmensgruppen am Ausschreibungsvolumen der Jahre 2017 bzw. 2018 betrachtet. Es zeigt sich, dass lediglich eine Unternehmensgruppe in beiden Jahren zu den fünf größten Unternehmensgruppen zählte. Ihre entsprechenden Anteile am Gebotsvolumen waren mit jeweils unter fünf Prozent in beiden Jahren zudem vergleichsweise gering. Die größten Anteile am Gebotsvolumen hatten sowohl im Jahr 2017 als auch im Jahr 2018 einen Umfang von unter 10 Prozent. Auf Grundlage einer Jahresbetrachtung und einer Berücksichtigung aller eingereichten Gebote liegen die entsprechenden Marktanteile somit ebenfalls jeweils deutlich unterhalb der Schwellen, ab denen eine Marktbeherrschung vermutet wird.

²⁷⁹ Vgl. Tz. 193.

Abbildung 4.6: Konzentrationsraten gemessen am Gebotsvolumen (Windenergie an Land)

Anmerkung: Die Konzentrationsrate cr3 (cr5) entspricht dem Anteil der drei (fünf) größten Unternehmensgruppen am Gebotsvolumen aller Ausschreibungen des entsprechenden Jahres. Unter einer Unternehmensgruppe wurden alle Bieter zusammengefasst, denen dasselbe Mutterunternehmen zugeordnet werden konnte.

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung auf Grundlage von Daten der Bundesnetzagentur und der Unternehmensdatenbank Orbis des Datenanbieters Bureau van Dijk.

207. Die Jahresbetrachtung deutet einen Trend bei den Ausschreibungen für Windenergie an Land an; der Anteil der fünf größten Unternehmensgruppen (cr5) ist von 20,0 Prozent im Jahr 2017 auf 24,4 Prozent im Jahr 2018 gestiegen. Gleichzeitig teilen sich die Anteile am Gebotsvolumen der fünf größten Unternehmensgruppen im Jahr 2018 gleichmäßiger auf. Um jedoch Rückschlüsse auf die Wettbewerbssituation in den Ausschreibungen ziehen zu können, wird zusätzlich die Konzentration in den einzelnen Ausschreibungsrunden untersucht.

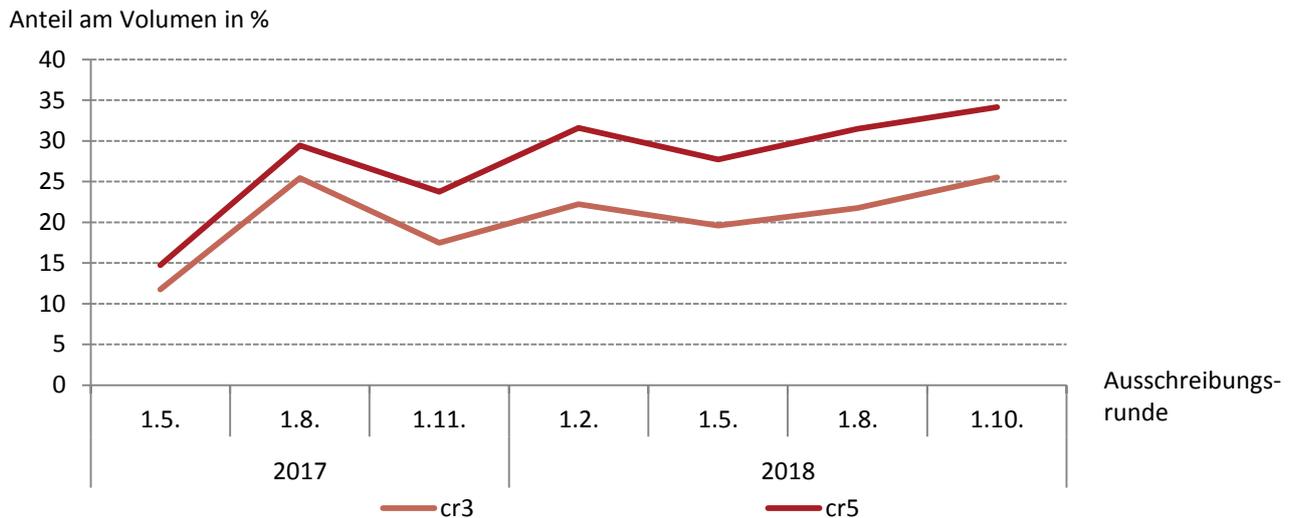
208. Bei der Analyse der Anteile einzelner Unternehmensgruppen am Gebotsvolumen in den einzelnen Ausschreibungen fällt vor allem ein hoher Anteil einer Gruppe in der zweiten Ausschreibungsrunde im August 2017 auf. Die beobachtete Konzentration im Jahr 2017 wird wesentlich durch diese auffällige zweite Ausschreibungsrunde bestimmt. Dennoch lässt der entsprechende Marktanteil dieser Unternehmensgruppe in der auffälligen Ausschreibungsrunde keine marktbeherrschende Stellung vermuten, wenn das Gebotsvolumen zu Grunde gelegt wird. Anders fiel diese Einschätzung aus, würde der Anteil des größten Bieters am Zuschlagsvolumen zu Grunde gelegt. Dieser lag in der zweiten Ausschreibungsrunde deutlich oberhalb der Schwelle von 40 Prozent, ab der eine marktbeherrschende Stellung vermutet wird.

209. Insgesamt stieg über alle Ausschreibungen hinweg insbesondere bei den beiden jeweils größten Unternehmensgruppen der Anteil am Gebotsvolumen an. Der Anteil der jeweils größten Unternehmensgruppe entspricht in der letzten Ausschreibungsrunde des Jahres mehr als dem Doppelten der ersten Ausschreibungsrunde im Jahr 2017. Gleiches gilt für den Anteil der jeweils zweitgrößten Unternehmensgruppe. Der Anteil am Gebotsvolumen der Unternehmensgruppen, die sich auf den Rängen drei bis fünf der jeweiligen Ausschreibung befanden, stieg bis zur ersten Ausschreibung des Jahres 2018 im Februar zwar an, blieb anschließend jedoch vergleichsweise stabil.

210. Diese Entwicklung der Marktanteile spiegelt sich in den Konzentrationsraten der Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land wieder. Wie Abbildung 4.7 zeigt, weisen die Konzentrationsraten (cr3 und cr5) in den Ausschreibungen für Windenergie an Land einen ansteigenden Trend auf. Gegenüber der ersten Ausschreibung im Mai 2017 haben sich die Konzentrationsraten jeweils mehr als verdoppelt. Selbst wenn die Konzentration der

auffälligen Ausschreibungsrunde im August 2017 als Ausgangsniveau gewählt wird, ergibt sich für den Anteil der fünf größten Bieter (cr5) noch ein Anstieg um 16,1 Prozent auf 34,2 Prozent in der letzten Ausschreibung des Jahres 2018. Zudem ist in den Ausschreibungen des Jahres 2018 ein gegenüber den Ausschreibungen des Jahres 2017 vergrößerter Abstand zwischen den Konzentrationsraten (cr3 und cr5) zu erkennen. Die Anteile der fünf größten Bieter am Gebotsvolumen nähern sich einander an und vereinen zusammen einen größeren Anteil am Gebotsvolumen der Ausschreibungen.

Abbildung 4.7: Konzentrationsraten in den Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land



Anmerkung: Die Konzentrationsrate cr3 (cr5) gibt den Anteil der nach ihrem Anteil am Gebotsvolumen drei (fünf) größten Unternehmensgruppen an. Unter einer Unternehmensgruppe wurden alle Bieter zusammengefasst, denen dasselbe Mutterunternehmen zugeordnet werden konnte.

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung auf Grundlage von Daten der Bundesnetzagentur und der Unternehmensdatenbank Orbis des Datenanbieters Bureau van Dijk.

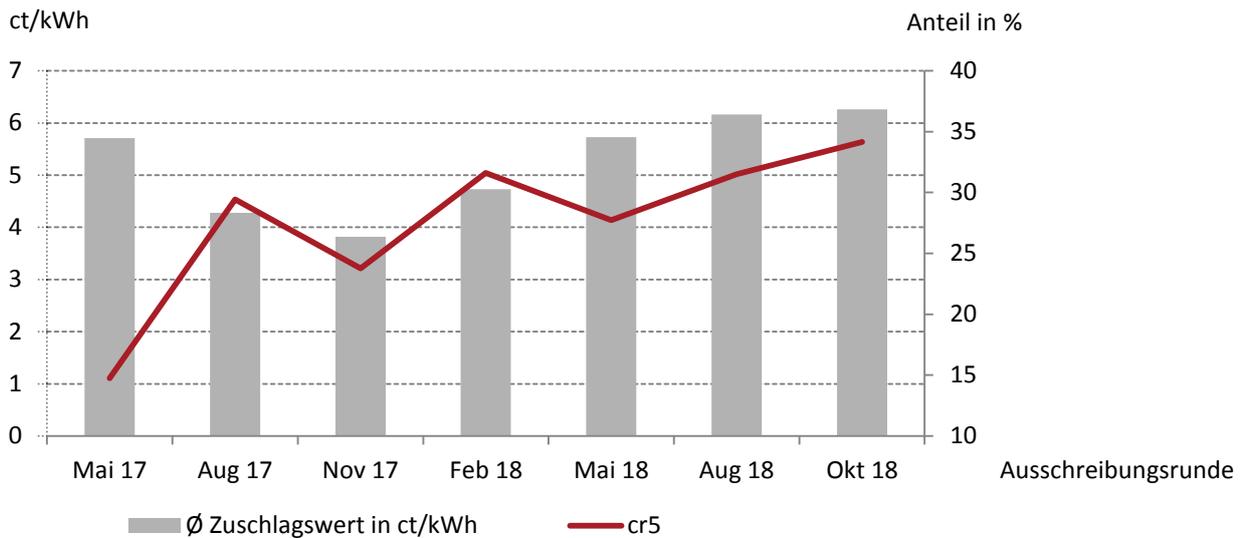
4.3.3 Zwischenfazit: Ausschreibungsvolumen und Potenzial für Zubau abstimmen

211. Die Konzentration bei den Ausschreibungen für Windenergie an Land ist insgesamt als gering zu bezeichnen. Zwar war in der Ausschreibungsrunde im August 2017 ein vergleichsweise hoher Marktanteil eines Anbieters zu beobachten. Gemessen am gesamten Volumen, mit dem die Gebote dieses Anbieters potenziell im Wettbewerb standen, lässt der Anteil des Bieters für diese einzelne Ausschreibungsrunde auf Grundlage der gesetzlichen Vermutungsschwellen in § 18 Abs. 4 und 6 GWB allerdings keine marktbeherrschende Stellung vermuten. Zudem zeigt die aggregierte Betrachtung der Ausschreibung nach Jahren, dass der Marktanteil des entsprechenden Bieters lediglich in der Ausschreibung im August 2017 sehr hoch war. Auf das gesamte Jahr 2017 betrachtet, liegt der Anteil des größten Bieters unterhalb von 10 Prozent. Der Anteil der fünf größten Bieter des Jahres 2017 ist mit 20 Prozent ebenfalls gering.

212. Der Vergleich der Jahre 2017 und 2018 ist durch die Aussetzung der Privilegien für Bürgerenergiegesellschaften zum Jahreswechsel geprägt. Im Jahr 2017 war eine Konzentration vornehmlich auf ein bis zwei größere Bieter zu beobachten. Diese Bieter spielten aber in den Ausschreibungen des Jahres 2018 keine größere Rolle mehr. Nur ein vergleichsweise kleinerer Anbieter gehörte in beiden Jahren zu den Bietern mit den fünf größten Anteilen am Gebotsvolumen. Darüber hinaus fällt auf, dass die Marktanteile im Jahr 2018 gleichmäßiger verteilt waren. Dennoch ist der Anteil der jeweils fünf größten Bieter am Gebotsvolumen im Jahr 2018 gegenüber dem Jahr 2017 um 22,4 Prozent auf 24,4 Prozent angestiegen. Eine gemeinsame Marktbeherrschung ist hier nicht zu vermuten. Vor dem Hintergrund der noch offenen zukünftigen Regeln zur Teilnahme kleinerer Akteure sollte die weitere Entwicklung allerdings beobachtet werden.

213. Zudem ist auch in Bezug auf die Konzentrationsentwicklung die Teilnahme an den Ausschreibungen von entscheidender Bedeutung. Ein Bieter hat einen umso größeren Marktanteil, je weniger Gebotsvolumen in der entsprechenden Ausschreibungsrunde insgesamt vorhanden ist. In den Ausschreibungen für Windenergie an Land ist das Gebotsvolumen im Jahr 2018 deutlich zurückgegangen (vgl. Abbildung 4.2). In der Folge steigt der Marktanteil der fünf größten Bieter an. In Abbildung 4.8 ist die Entwicklung der Konzentrationsrate (cr5) dargestellt. Es ist ein leicht steigender Trend zu erkennen. Dieser kann durch die beobachtete ebenfalls rückläufige Teilnahme bei den Ausschreibungen für Windenergie an Land begünstigt worden sein.

Abbildung 4.8: Entwicklung von Konzentrationsrate (cr5) und Förderhöhe (Windenergie an Land)



Anmerkung: Die Konzentrationsrate cr5 gibt den Anteil der nach ihrem Anteil am Gebotsvolumen fünf größten Unternehmensgruppen an. Unter einer Unternehmensgruppe wurden alle Bieter zusammengefasst, denen dasselbe Mutterunternehmen zugeordnet werden konnte.

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung auf Grundlage von Daten der Bundesnetzagentur und der Unternehmensdatenbank Orbis des Datenanbieters Bureau van Dijk.

214. Abbildung 4.8 deutet einen positiven Zusammenhang zwischen Konzentration (hellrot) und durchschnittlichem Zuschlagswert (grau) an. Mit einem Anstieg der Konzentration schien in den vergangenen Ausschreibungen ein Anstieg des durchschnittlichen Zuschlagswerts einherzugehen. Allerdings ging gleichzeitig die Teilnahme an den Ausschreibungen deutlich zurück (vgl. Abbildung 4.3). Als Grund für die mangelnde Teilnahme an den Ausschreibungen wurde „die schwierige Lage bei den Genehmigungen zur Errichtung von Windenergieanlagen durch die zuständigen Landesbehörden“ identifiziert.²⁸⁰ So kann insgesamt festgehalten werden, dass mit einem Rückgang der Teilnahme an den Ausschreibungen sowohl ein Anstieg der Konzentration als auch des durchschnittlichen Zuschlagswerts einherging. Für den beobachteten Anstieg des Zuschlagswerts könnte allerdings allein der Rückgang der Teilnahme an den Ausschreibungen verantwortlich sein.

215. Ein Handlungsbedarf in Bezug auf die Konzentrationsentwicklung ist auf Grundlage der vorangegangenen Analyse nicht zu erkennen. Zum einen überschreiten die entsprechenden (aggregierten) Marktanteile nicht die Schwellen, ab der (gemeinsame) Marktbeherrschung vermutet wird. Zum anderen ist nicht abschätzbar, welche Wirkung eine steigende Konzentration bei den Ausschreibungen für Windenergie an Land hat. Sonderregeln für Bürgerenergiegesellschaften erscheinen vor diesem Hintergrund nicht notwendig. Kritisch ist dagegen der Rückgang des Gebotsvolumens bis zur Unterdeckung von Ausschreibungen zu sehen. Die zusätzlich eingeführten Son-

²⁸⁰ Vgl. BNetzA, Pressemitteilung vom 13. Mai 2019, Ergebnisse der Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land, abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2019/20190513_Ausschreibungen.html (zuletzt abgerufen am 02.08.2019).

derausschreibungen führen zu einem Anstieg des Ausschreibungsvolumens um 50 Prozent im Jahr 2021 im Vergleich zum Jahr 2017. Die Folge ist eine zusätzliche Verschlechterung des Verhältnisses von Gebots- zu Ausschreibungsvolumen, wenn sich die Genehmigungssituation für Windenergieanlagen nicht verbessert.

216. Geht ein Rückgang des Verhältnisses von Gebots- zu Ausschreibungsvolumen mit einem Anstieg des Zuschlagswerts einher, ist zu erwarten, dass sich dieser bei dem Höchstwert einpendelt.²⁸¹ Ist dies der Fall, ist eine Umstellung auf eine Mengensteuerung nicht mehr gegeben. Es handelt sich dann vielmehr um eine Preissteuerung. Potenzielle Bieter, deren Kosten nicht durch den Höchstwert gedeckt werden, werden nicht an den Ausschreibungen teilnehmen. Bei einer reinen Mengensteuerung könnten diese Bieter dagegen einen Zuschlag zu ihren höheren Kosten erhalten und die entsprechende Leistung zubauen. Allerdings besteht ohne Höchstwert bei mangelndem Wettbewerb auch die Gefahr, dass Bieter Gebote weit oberhalb ihrer Kosten abgeben, wenn sie davon ausgehen können, dass sie aufgrund der Unterzeichnung der Ausschreibung unabhängig von der Höhe ihres Gebots einen Zuschlag erhalten. Für ein funktionierendes Ausschreibungssystem ist es somit essenziell, dass die ausgeschriebene Menge auf das potenzielle Angebot abgestimmt wird. Die Ausweitung der Ausschreibungsmenge, um Ausbauziele zu erreichen, ohne gleichzeitig sicherzustellen, dass ausreichend Flächen bzw. Genehmigungen zur Verfügung stehen, führt das Ausschreibungssystem dagegen in Richtung der früheren Preissteuerung.

²⁸¹ Der Höchstwert wird durch die Bundesnetzagentur festgesetzt. Gebote, die den Höchstwert überschreiten, werden von der Ausschreibung ausgeschlossen.

4.4 Ausschreibungen für Solaranlagen

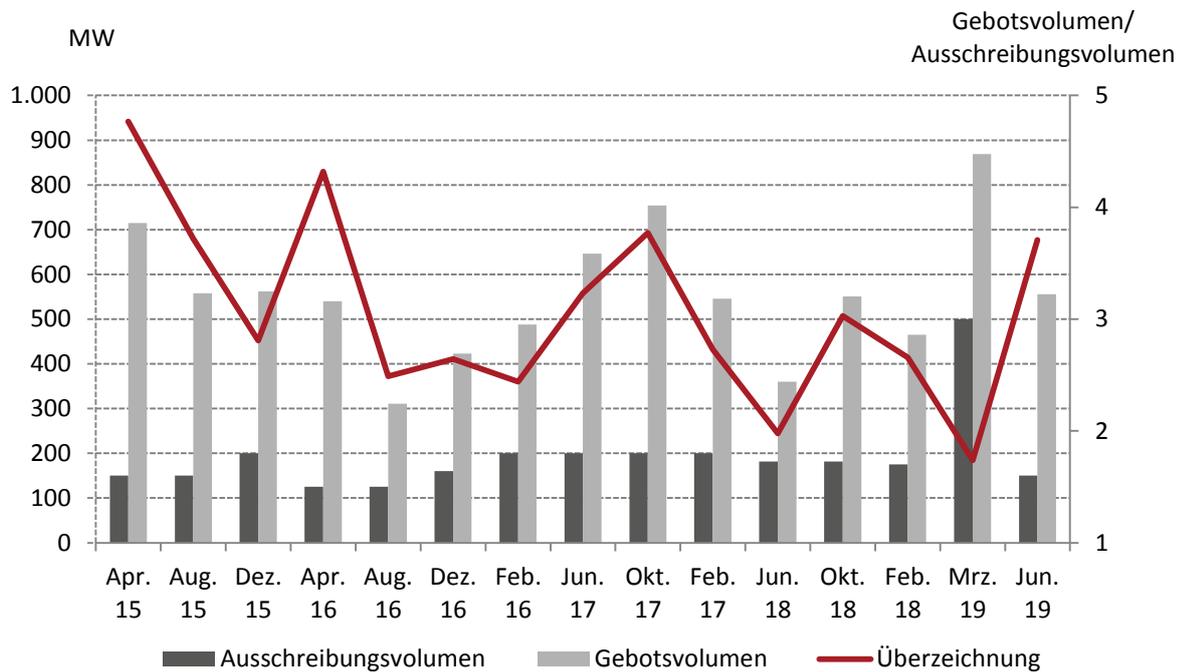
4.4.1 Großes Interesse an den Ausschreibungen stärkt Wettbewerb

217. Die Ausschreibungen für Solaranlagen waren die ersten Ausschreibungen für erneuerbare Energien in Deutschland. Sie finden seit dem Jahr 2015 statt und bezogen sich zunächst ausschließlich auf Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Diese Pilotausschreibungen wurden auf Grundlage der Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV) durchgeführt. So konnten erste Erfahrungen mit dem neuen Ausschreibungssystem gesammelt werden, bevor die Ausschreibungen mit der Reform des EEG im Jahr 2016 auf weitere Solaranlagen und Technologien ausgeweitet wurden. Wesentliche Unterschiede zwischen den Pilotausschreibungen und den Ausschreibungen für Solaranlagen auf Grundlage des EEG sind zum einen die Ausweitung auf weitere Flächen und zum anderen die Größe, ab der Solaranlagen an den Ausschreibungen teilnehmen.²⁸² Gemäß EEG müssen Solaranlagen ab einer installierten Leistung von 750 Kilowatt teilnehmen. Bei den Pilotausschreibungen lag dieser Wert bei 100 Kilowatt.²⁸³ Da sich das Ausschreibungsverfahren des EEG ansonsten stark an der FFAV orientiert, werden im Folgenden alle Ausschreibungen für Solaranlagen inklusive der ersten Ausschreibungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen betrachtet.

218. Von April 2015 bis Juni 2019 wurde in 15 Ausschreibungsrunden für Solaranlagen insgesamt 2,9 GW zu installierende Leistung ausgeschrieben. Die Beteiligung bei diesen Ausschreibungen war mit einem eingereichten Gebotsvolumen von insgesamt 8,3 GW zu installierender Leistung sehr hoch. Auch die einzelnen Ausschreibungsrunden waren häufig mehrfach überzeichnet. Wie Abbildung 4.9 zeigt, entsprach das entsprechende Gebotsvolumen in der Regel mehr als dem Doppelten des Ausschreibungsvolumens. Lediglich in den Ausschreibungen im Juni 2018 und März 2019 war dies nicht der Fall. Auch diese Ausschreibungsrunden waren allerdings überzeichnet. Dennoch ist ein rückläufiger Trend in Bezug auf die Überzeichnung der Ausschreibungsrunden zu erkennen. Insbesondere in der Ausschreibungsrunde im März 2019 dürfte dies jedoch nicht auf ein gesunkenes Interesse potenzieller Teilnehmer zurückzuführen sein, sondern vielmehr auf ein deutlich erhöhtes Ausschreibungsvolumen. Gemessen am Gebotsvolumen der Ausschreibung, war die Teilnahme an einer Solarausschreibung nie so hoch wie bei dieser Ausschreibung, in der 869 MW zu installierende Leistung geboten wurde. Allerdings betrug die Ausschreibungsmenge 500 MW und wurde somit gegenüber den früheren Ausschreibungsrunden mehr als verdoppelt.

²⁸² Bei den zusätzlichen Flächen handelt es sich beispielsweise um Gebäudedächer und zum Teil auch Acker- und Grünland in benachteiligten Gebieten im Sinn der Richtlinie 86/465/EWG des Rates vom 14. Juli 1986 betreffend das Gemeinschaftsverzeichnis der benachteiligten landwirtschaftlichen Gebiete im Sinne der Richtlinie 75/268/EWG (Deutschland), ABl. L 273 vom 24. September 1986, S. 1, in der Fassung der Entscheidung 97/172/EG, ABl. L 72 vom 13. März 1997, S. 1.

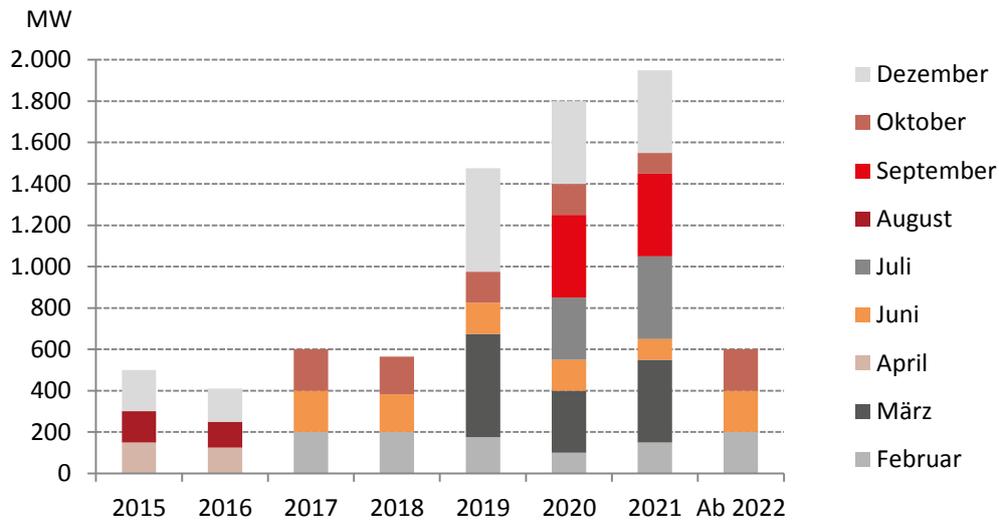
²⁸³ Für eine Gegenüberstellung der wesentlichen Unterschiede, vgl. zsw und bosch & partner, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz – Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie - Zwischenbericht, 2018, S. 53 f., abrufbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-4-solar.html (zuletzt abgerufen am 02.08.2019).

Abbildung 4.9: Volumina der Ausschreibungen für Solaranlagen bis Juni 2019

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Daten der Bundesnetzagentur.

219. Bei der Ausschreibung im März 2019 handelte es sich um die erste Sonderausschreibung für Solaranlagen. Im Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD für die 19. Legislaturperiode waren Sonderausschreibungen für Solaranlagen in Höhe von 4 GW zu installierender Leistung vorgesehen, die auf drei Jahre (2019, 2020 und 2021) verteilt werden sollten, um ausreichenden Wettbewerb sicher zu stellen.²⁸⁴ Wie bei den Ausschreibungen für Windkraftanlagen an Land führen die Sonderausschreibungen auch bei den Ausschreibungen für Solaranlagen zu einem deutlichen Anstieg des Ausschreibungsvolumens. Wie Abbildung 4.10 zeigt, entsprach allein die erste Sonderausschreibung im März 2019 (500 MW) fast dem gesamten im Jahr 2018 ausgeschriebenen Volumen (564 MW). Insgesamt wird damit im Jahr 2019 mit knapp 1,5 GW zu installierender Leistung mehr als das Doppelte und in den Jahren 2020 und 2021 mit jeweils knapp 2 GW zu installierender Leistung sogar das Dreifache der regulären Ausschreibungsmenge von 600 MW pro Jahr ausgeschrieben.

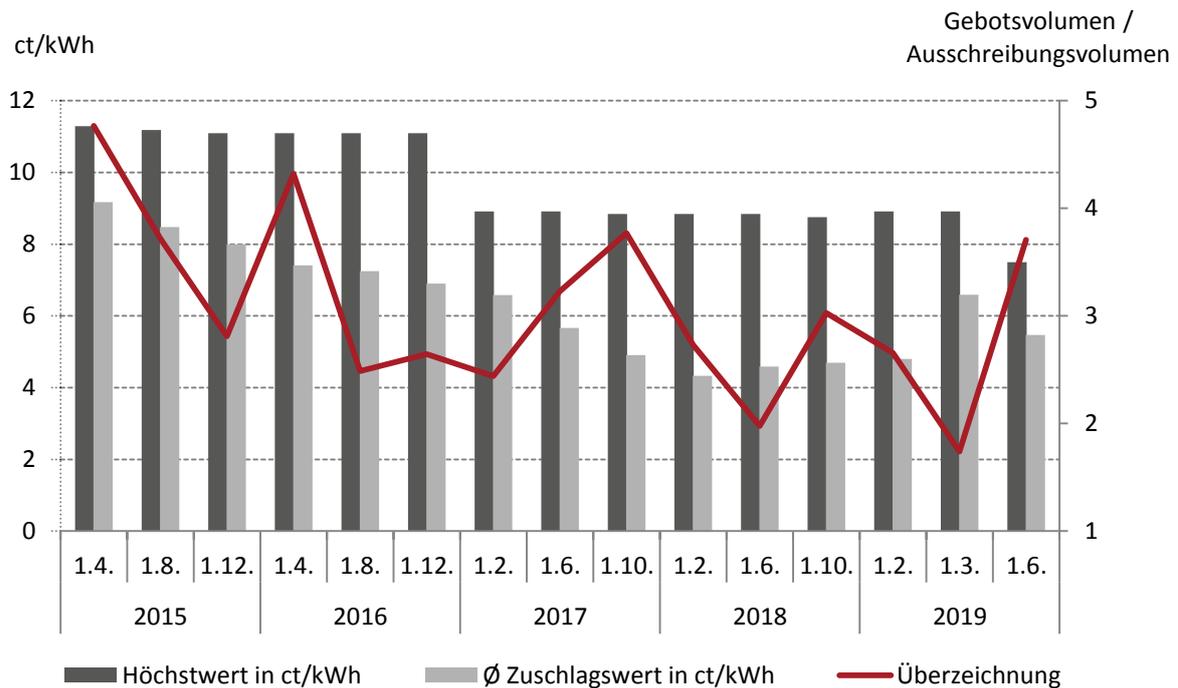
²⁸⁴ Vgl. Ein neuer Aufbruch für Europa – Eine neue Dynamik für Deutschland – Ein neuer Zusammenhalt für unser Land, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 19. Legislaturperiode, S. 71 f., abrufbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/koalitionsvertrag-zwischen-cdu-csu-und-spd-195906> (zuletzt abgerufen am 02.08.2019), sowie Tz. 201.

Abbildung 4.10: Ausschreibungsvolumen für Solaranlagen gemäß § 28 EEG 2017

Anmerkungen: Die Abbildung zeigt die regelmäßigen und die Sonderausschreibungen. Ausschreibungstermin ist jeweils der 1. des entsprechenden Monats.

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von § 28 EEG 2017.

220. Die Erhöhung des Ausschreibungsvolumens durch die Sonderausschreibungen beeinflusst nicht nur das Verhältnis von Gebots- zu Ausschreibungsmenge (Überzeichnung), sondern auch das resultierende Wettbewerbsniveau und den mengengewichteten, durchschnittlichen Zuschlagswert. Abbildung 4.11 zeigt die bisherige Entwicklung des mengengewichteten, durchschnittlichen Zuschlagswerts. Tatsächlich ist dieser in der ersten Sonderausschreibung im März 2019 gegenüber der ersten Ausschreibung desselben Jahres um 37,3 Prozent und damit vergleichsweise deutlich von 4,8 auf 6,59 ct/kWh angestiegen. Bis zur Ausschreibung im Februar 2018 war der mengengewichtete, durchschnittliche Zuschlagswert kontinuierlich bis auf 4,33 ct/kWh gesunken, anschließend allerdings bereits wieder angestiegen. Abbildung 4.11 zeigt auch, dass das Wettbewerbsniveau, gemessen an der Überzeichnung, im Zeitverlauf deutlich stärker schwankt als der mengengewichtete, durchschnittliche Zuschlagswert. Insgesamt ist zwar ein abnehmender Trend zu beobachten, dieser geht allerdings zunächst mit sinkenden Zuschlagswerten und seit Februar 2018 mit steigenden Zuschlagswerten einher. Der deutliche Anstieg des Zuschlagswerts in der ersten Sonderausschreibung im März 2019 kann somit nicht eindeutig auf das gesunkene Wettbewerbsniveau, gemessen an der Überzeichnung, zurückgeführt werden. Weitere Aufschlüsse über die Intensität des Wettbewerbs in den Ausschreibungen kann das Ausmaß der Konzentration geben.

Abbildung 4.11: Ergebnisse der Ausschreibungen für Solaranlagen bis Juni 2019

Anmerkung: Der Höchstwert wird durch die Bundesnetzagentur festgesetzt. Gebote, die den Höchstwert überschreiten, werden von der Ausschreibung ausgeschlossen. Die Über- bzw. Unterzeichnung ist der Quotient aus Gebots- und Ausschreibungsvolumen.

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Daten der Bundesnetzagentur.

4.4.2 Mittlere, tendenziell zunehmende Konzentration

221. An den Ausschreibungen für Solaranlagen haben in den Jahren 2015 bis 2018 insgesamt 514 Gesellschaften teilgenommen. Für 451 Gesellschaften (87,7 Prozent) konnten die Anteilseigner identifiziert werden. Bei 77 Prozent der Fälle konnte auch ein Mutterunternehmen festgestellt werden. In der Folge konnten die Tochterunternehmen im Rahmen der Konzentrationsanalyse gemeinsam betrachtet werden.²⁸⁵ Ähnlich wie bei den Bürgerenergiegesellschaften in den Ausschreibungen für Windenergie an Land sind auch an Gesellschaften, die an den Ausschreibungen für Solaranlagen teilnehmen, viele natürliche Personen beteiligt. In Fällen, in denen neben natürlichen Personen eine juristische Person an der Gesellschaft beteiligt war, wurde entsprechend der Vorgehensweise bei der Analyse der Ausschreibungen für Windenergie an Land die juristische Person als Mutterunternehmen definiert, wenn kein anderes Mutterunternehmen zu identifizieren war.²⁸⁶ Auf diese Weise wurde für 83 Prozent der Fälle ein Mutterunternehmen identifiziert, für dessen verbundene Unternehmen im Rahmen der Konzentrationsanalyse im Folgenden von einer wirtschaftlichen Einheit ausgegangen wird.

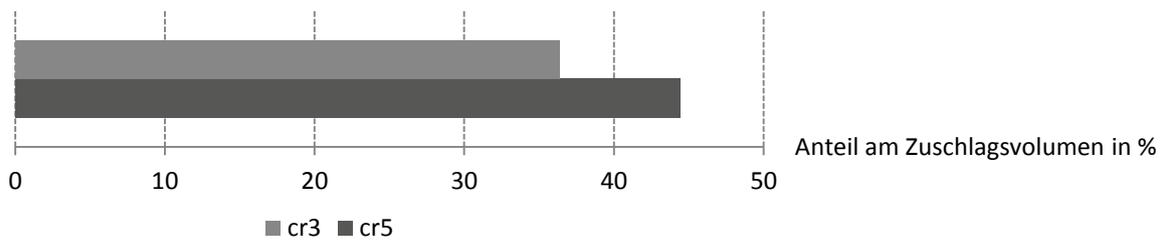
222. Über ihr jeweiliges Mutterunternehmen sind 307 Gesellschaften (59,7 Prozent) mit mindestens einer weiteren Gesellschaft verbunden, die in den Jahren 2015 bis 2018 an den Ausschreibungen für Solaranlagen teilgenommen hat. Insgesamt wurden für diesen Zeitraum vier Mutterunternehmen identifiziert, die an mehr als zehn Gesellschaften beteiligt sind. Allein über eines dieser Mutterunternehmen konnte eine Verbindung zwischen 60 Gesellschaften hergestellt werden, die an den Ausschreibungen teilgenommen haben. Die übrigen drei Mutterunternehmen waren an 18, 16 und 11 Gesellschaften beteiligt.

²⁸⁵ Als Mutterunternehmen wird in diesem Zusammenhang auch eine natürliche Person gefasst, wenn Sie mehr als 50 Prozent der Anteile an einem Unternehmen hält. Tochterunternehmen sind in diesem Fall alle Unternehmen, an denen die natürliche Person mit mehr als 50 Prozent beteiligt ist.

²⁸⁶ Waren dagegen mehrere Unternehmen an einer Gesellschaft beteiligt, wurde keines der Unternehmen als Mutterunternehmen angenommen, sofern es keinen Anteil von über 50 Prozent hielt.

223. Um die Konzentration bei den Ausschreibungen für Solaranlagen zu bestimmen, wurden zunächst die Anteile der größten Unternehmensgruppen am aggregierten Zuschlagsvolumen aller zwölf Ausschreibungsrunden ermittelt.²⁸⁷ Der Anteil der größten Unternehmensgruppe am Zuschlagsvolumen aller Ausschreibungsrunden der Jahre 2015 bis 2018 liegt zwischen 20 und 30 Prozent. Die Vermutungsschwelle des GWB für die Einzelmarktbeherrschung (40 Prozent) wird damit nicht erreicht. Dasselbe gilt für die Vermutungsschwellen der gemeinsamen Marktbeherrschung. Der Anteil der drei größten Unternehmensgruppen liegt mit 36,4 Prozent unter 50 Prozent und der Anteil der fünf größten Unternehmensgruppen mit 44,5 Prozent unter 66,6 Prozent (vgl. Abbildung 4.12).

Abbildung 4.12: Konzentrationsraten gemessen am Zuschlagsvolumen (Solaranlagen)



Anmerkung: Die Konzentrationsrate cr3 (cr5) entspricht dem Anteil der drei (fünf) größten Unternehmensgruppen am Zuschlagsvolumen aller Ausschreibungsrunden. Unter einer Unternehmensgruppe wurden alle Bieter zusammengefasst, denen dasselbe Mutterunternehmen zugeordnet werden konnte.

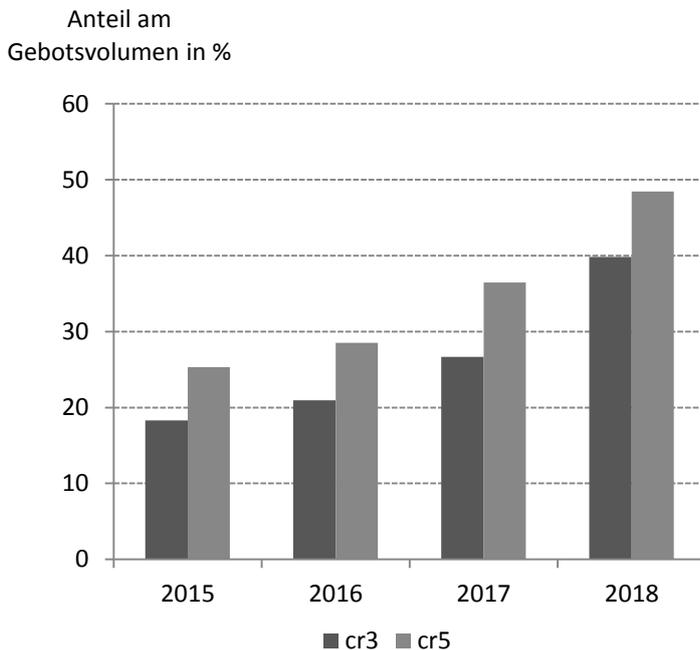
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung auf Grundlage von Daten der Bundesnetzagentur und der Unternehmensdatenbank Orbis des Datenanbieters Bureau van Dijk.

224. Da die Analyse der Konzentration ohne Berücksichtigung der nicht erfolgreichen Bieter lediglich eine eingeschränkte Aussagekraft hat, wird die Betrachtung auf Grundlage des Zuschlagsvolumens im Folgenden durch eine Analyse auf Grundlage des Gebotsvolumens ergänzt. Dazu wurden die Anteile der größten Unternehmensgruppen am Gebotsvolumen bestimmt, wobei als Zeitraum zunächst ein Kalenderjahr zugrunde gelegt wurde.²⁸⁸ Lediglich eine Unternehmensgruppe gehörte in allen Jahren zu den fünf größten Unternehmensgruppen. Ihr Anteil am Gebotsvolumen der entsprechenden Jahre ist von [0-10] Prozent im Jahr 2015 bis auf [20-30] Prozent im Jahr 2018 angestiegen. Die Schwelle zur Vermutung einer Einzelmarktbeherrschung wird auch auf Grundlage des Gebotsvolumens und einer Jahresbetrachtung allerdings nicht erreicht.

225. Gleiches gilt für die Schwelle zur Vermutung einer gemeinsamen Marktbeherrschung. Wie Abbildung 4.13 zeigt, ist der Anteil der fünf größten Unternehmensgruppen am Gebotsvolumen zwar von 25,3 Prozent im Jahr 2015 kontinuierlich bis auf 48,5 Prozent im Jahr 2018 angestiegen. Die Schwelle von 66,6 Prozent, ab der eine gemeinsame Marktbeherrschung vermutet wird, wurde im betrachteten Zeitraum jedoch nicht erreicht. Neben der Unternehmensgruppe, die in allen betrachteten Jahren unter den fünf größten Unternehmensgruppen war, war zudem lediglich eine weitere Unternehmensgruppe drei der vier Jahre unter den fünf größten Unternehmensgruppen vertreten. Die übrigen elf Unternehmensgruppen gehörten nur in einem oder zwei der Jahre zu den fünf größten Unternehmensgruppen. Dies spricht ebenfalls gegen das Vorliegen einer gemeinsamen Marktbeherrschung.

²⁸⁷ Vgl. auch Tz. 194.

²⁸⁸ Vgl. auch Tz. 194 ff.

Abbildung 4.13: Konzentrationsraten gemessen am Gebotsvolumen (Solaranlagen)

Anmerkung: Die Konzentrationsrate cr3 (cr5) entspricht dem Anteil der drei (fünf) größten Unternehmensgruppen am Gebotsvolumen aller Ausschreibungen des entsprechenden Jahres. Unter einer Unternehmensgruppe wurden alle Bieter zusammengefasst, denen dasselbe Mutterunternehmen zugeordnet werden konnte.

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung auf Grundlage von Daten der Bundesnetzagentur und der Unternehmensdatenbank Orbis des Datenanbieters Bureau van Dijk.

226. Zwar lässt die Höhe des Anteils der fünf größten Unternehmen am Gebotsvolumen der entsprechenden Jahre aktuell keine gemeinsame Marktbeherrschung aufgrund der gesetzlichen Vermutungsschwelle vermuten, dennoch ist ein Trend zu einer steigenden Marktkonzentration zu beobachten. Der Anteil der fünf größten Unternehmen am Gebotsvolumen ist in den Jahren 2015 bis 2018 um 91,5 Prozent gestiegen. Zu diesem Anstieg haben insbesondere die beiden jeweils größten Unternehmensgruppen in den entsprechenden Jahren beigetragen. Ihre Anteile verdoppelten sich im entsprechenden Zeitraum in etwa, während die Anteile der dritt-, viert- und fünftgrößten Unternehmensgruppen eines Jahres lediglich um etwa 20 Prozent stiegen. Daher sind die Anteile am Gebotsvolumen der fünf größten Unternehmensgruppen im Jahr 2018 deutlich ungleicher verteilt als noch im Jahr 2015. Um den hier zu beobachtenden Entwicklungstrend genauer zu untersuchen, wird im Folgenden die Konzentrationsentwicklung in Bezug auf die einzelnen Ausschreibungsrunden untersucht. Dieses Vorgehen entspricht demjenigen der Bundesnetzagentur, die zur Einschätzung der Wettbewerbsintensität in den Ausschreibungen die Über- bzw. Unterzeichnung in einzelnen Ausschreibungsrunden heranzieht.²⁸⁹

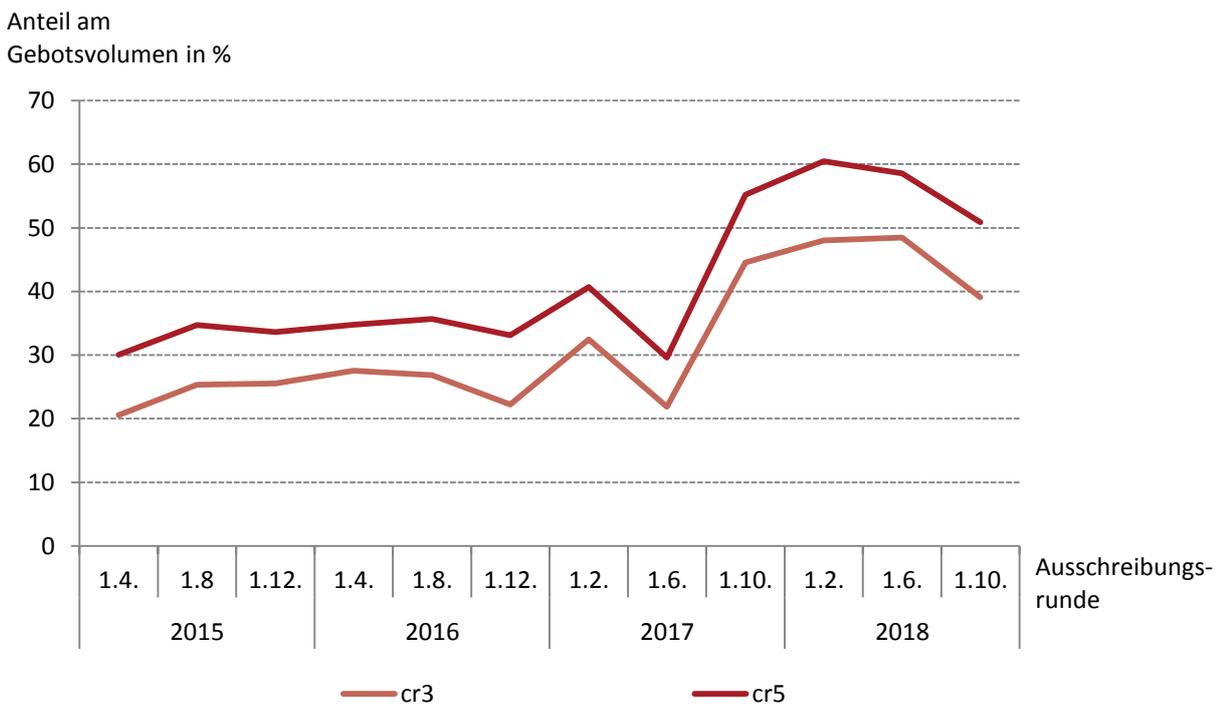
227. Zur Analyse der Konzentrationsentwicklung in Bezug auf die einzelnen Ausschreibungsrunden können zunächst die Anteile einzelner Unternehmensgruppen am Gebotsvolumen herangezogen werden. Auffällig ist hier insbesondere ein hoher Anteil der größten Gruppe am Gebotsvolumen der zweiten Ausschreibungsrunde des Jahres 2018. Allerdings lässt auch dieser Anteil keine marktbeherrschende Stellung vermuten. Zudem war die entsprechende Ausschreibungsrunde die Runde mit der geringsten Überzeichnung der Jahre 2015 bis 2018, sodass auch ein unverändertes Gebotsvolumen einer Gruppe zu einem Anstieg des Anteils dieser Gruppe geführt hätte. Insgesamt ist über den gesamten Zeitraum kein eindeutiger Trend bei den einzelnen Ausschreibungsrunden in Bezug auf die Anteile der größten Unternehmensgruppen zu beobachten. In einigen Ausschreibungsrunden liegen

²⁸⁹ Vgl. Fn. 251.

die Anteile sehr dicht beieinander, in anderen setzt sich insbesondere der Anteil der größten Unternehmensgruppe deutlich von den übrigen ab.

228. Bei den auf den Anteilen der größten Unternehmensgruppen basierenden Konzentrationsraten ist über den gesamten Zeitraum zwischen 2015 und 2018 kein einheitlicher Trend erkennbar (vgl. Abbildung 4.14). In den Pilot-ausschreibungsrunden der Jahre 2015 und 2016 blieb die Konzentration vergleichsweise konstant. Auf die drei größten Unternehmensgruppen entfiel ein Anteil am Gebotsvolumen (cr3) von durchschnittlich 24,7 Prozent, auf die fünf größten Unternehmensgruppen ein Anteil am Gebotsvolumen (cr5) von durchschnittlich 33,7 Prozent. In den anschließenden Ausschreibungen gemäß EEG stieg die Konzentration tendenziell an, unterlag dabei allerdings deutlichen Schwankungen. Gemessen am Anteil der fünf größten Unternehmensgruppen am Gebotsvolumen war die größte Konzentration in der ersten Ausschreibung des Jahres 2018 zu beobachten. Der Konzentrationsgrad (cr5) lag in dieser Ausschreibungsrunde bei 60,5 Prozent. In den folgenden beiden Ausschreibungsrunden sank er jedoch wieder auf 50,9 Prozent. Eine kontinuierlich steigende Konzentration, wie sie die Betrachtung auf Basis von Kalenderjahren nahelegte, bestätigt sich somit auf Grundlage der einzelnen Ausschreibungsrunden nicht. Allerdings ist auch auf dieser Grundlage zuletzt eine deutlich höhere Konzentration zu verzeichnen als in den Pilot-ausschreibungen gemäß FFAV und zu Beginn der Ausschreibungen gemäß EEG.

Abbildung 4.14: Konzentrationsraten in den Ausschreibungen für Solaranlagen



Anmerkung: Die Konzentrationsrate cr3 (cr5) gibt den Anteil der nach ihrem Anteil am Gebotsvolumen drei (fünf) größten Unternehmensgruppen an. Unter einer Unternehmensgruppe wurden alle Bieter zusammengefasst, denen dasselbe Mutterunternehmen zugeordnet werden konnte.

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung auf Grundlage von Daten der Bundesnetzagentur und der Unternehmensdatenbank Orbis des Datenanbieters Bureau van Dijk.

4.4.3 Zwischenfazit: zukünftige Konzentrationsentwicklung beobachten

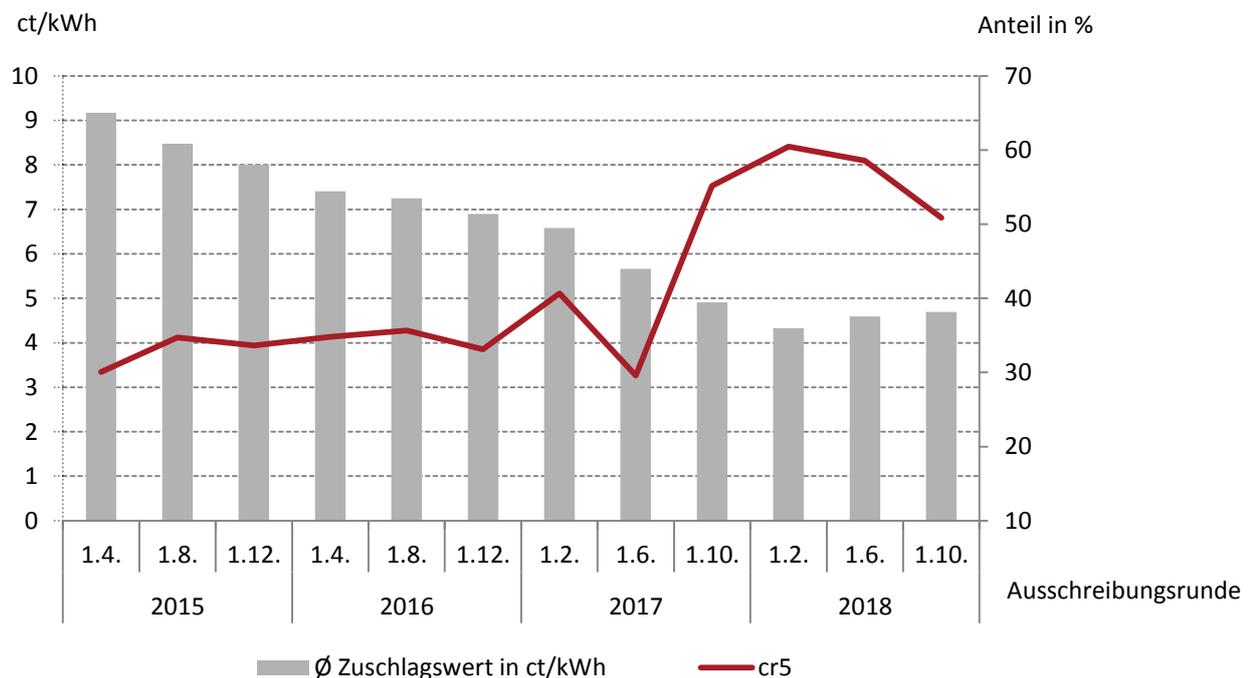
229. Bei den Ausschreibungen für Solaranlagen ist insgesamt eine mittlere Konzentration zu beobachten. Es wurden sowohl unterschiedliche Bezugsgrößen (Gebotsvolumen und Zuschlagsvolumen) als auch Zeiträume (Ausschreibungsrunde, Kalenderjahr, Zeitraum seit Einführung der Ausschreibungen) zu Grunde gelegt. Über die betrachteten Bezugsgrößen und Zeiträume hinweg lag die Konzentration, gemessen anhand des Anteils der fünf größten Unternehmensgruppen (cr5), im Mittel bei etwa 40 Prozent. Zudem ist zu beobachten, dass die Konzen-

tration seit 2015 im Zeitverlauf tendenziell angestiegen ist. Besonders die größten Unternehmensgruppen vereinigen einen steigenden Anteil am Gebotsvolumen auf sich. Allerdings wurde lediglich eine Unternehmensgruppe identifiziert, die über alle Kalenderjahre hinweg zu den fünf größten Unternehmensgruppen zählte. Die überwiegende Zahl der Unternehmensgruppen gehörte lediglich in ein bis zwei Kalenderjahren zu den fünf größten Unternehmensgruppen. Dies spricht gegen das Vorliegen einer oligopolistischen, nicht bestreitbaren Marktstruktur.

230. Ein weiterer, für das Wettbewerbsniveau entscheidender Faktor in Ausschreibungen ist, dass das Gebotsvolumen größer ist als das Ausschreibungsvolumen (Überzeichnung). Diesbezüglich ist bei den Ausschreibungen für Solaranlagen ein rückläufiger Trend zu beobachten (vgl. Abbildung 4.9). Da Überzeichnung und Konzentrationsrate konzeptionell eng miteinander verbunden sind, kann die Entwicklung der Konzentration nicht völlig unabhängig von der Entwicklung der Überzeichnung beurteilt werden.

231. Im Gegensatz zum Grad der Überzeichnung, der im beobachteten Zeitraum zuletzt mit steigenden, in den ersten Ausschreibungsrunden aber auch mit sinkenden durchschnittlichen Zuschlagswerten einherging, ist in Bezug auf die Konzentrationsrate ein verhältnismäßig starker Zusammenhang zu den beobachteten durchschnittlichen Zuschlagswerten zu erkennen. Zwar liegen bisher lediglich für zwölf Ausschreibungen Beobachtungen vor, hier scheint ein Anstieg der Konzentration jedoch mit sinkenden durchschnittlichen Zuschlagswerten einherzugehen, während ein Rückgang der Konzentration eher mit steigenden durchschnittlichen Zuschlagswerten einherzugehen scheint (vgl. Abbildung 4.15). Aus dieser Beobachtung lässt sich allerdings kein kausaler Zusammenhang zwischen beiden Größen herleiten, da weitere Faktoren die eigentliche Ursache für die Entwicklung beider Größen sein können.

Abbildung 4.15: Entwicklung von Konzentrationsrate (cr5) und Förderhöhe (Solaranlagen)



Anmerkung: Die Konzentrationsrate cr5 gibt den Anteil der nach ihrem Anteil am Gebotsvolumen fünf größten Unternehmensgruppen an. Unter einer Unternehmensgruppe wurden alle Bieter zusammengefasst, denen dasselbe Mutterunternehmen zugeordnet werden konnte.

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung auf Grundlage von Daten der Bundesnetzagentur und der Unternehmensdatenbank Orbis des Datenanbieters Bureau van Dijk.

232. Bei den Ausschreibungen für Solaranlagen kommt als Faktor, der sowohl die Konzentration als auch die Höhe der durchschnittlichen Zuschlagswerte beeinflussen könnte, beispielsweise die verfügbaren Flächen in Betracht. Gemäß § 37c EEG 2017 darf die Bundesnetzagentur Gebote für Freiflächenanlagen auf Acker- oder Grünland in

benachteiligten Gebieten nur berücksichtigen, wenn das betroffene Bundesland dies per Verordnung freigegeben hat (sogenannte Länderöffnungsklausel). Bayern, Baden-Württemberg, Rheinland-Pfalz und Hessen haben bereits von der Länderöffnungsklausel Gebrauch gemacht. In der Regel sehen die Verordnungen allerdings Bechränkungen vor. In Bayern wird beispielsweise die Anzahl an derartigen Geboten begrenzt, die innerhalb eines Jahres in den Ausschreibungen einen Zuschlag erhalten kann.²⁹⁰ Aufgrund niedriger Gebotswerte erhalten die entsprechenden Gebote in den Ausschreibungen i. d. R. direkt einen Zuschlag, sodass die Anzahl an Geboten, die im entsprechenden Jahr noch bezuschlagt werden kann, im Jahresverlauf schnell ausgeschöpft ist. Dies kann sich auf den durchschnittlichen Zuschlagswert auswirken, der nach Ausschöpfung Gebote für Anlagen in den benachteiligten Gebieten ggf. ansteigt. Bei einer Spezialisierung einzelner Bieter auf bestimmte Flächentypen oder Regionen ist so auch ein Einfluss auf die Konzentration denkbar.

233. Insgesamt ergibt sich aus der Analyse der Konzentration bei den Ausschreibungen für Solaranlagen aktuell kein wettbewerbspolitischer Handlungsbedarf. Zwar ist eine mittlere Konzentration festzustellen, allerdings gibt es aktuell keine Hinweise auf das Bestehen marktbeherrschender Stellungen. Lediglich ein Teilnehmer ist in den Ausschreibungen regelmäßig mit einem Anteil von mehr als zehn Prozent vertreten. Zudem deutet die vorliegende Untersuchung darauf hin, dass mit einer vergleichsweise hohen Konzentration vergleichsweise geringe durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswerte einhergehen. Eine mögliche Erklärung wären Kostenvorteile größerer Bieter, die sich in geringen Gebotswerten niederschlagen. Insofern wäre der beobachtete Anstieg der Konzentration weniger wettbewerbsschädlich als vielmehr volkswirtschaftlich effizient. Allerdings sollte die Entwicklung der Konzentration in den Ausschreibungen für Solaranlagen genau beobachtet werden, da die Konzentration in den Jahren 2015 bis 2018 vergleichsweise deutlich angestiegen ist. Setzt sich diese Entwicklung fort, könnte es in einigen Jahren zu einer marktbeherrschenden Stellung eines Unternehmens oder einer gemeinsamen Marktbeherrschung mehrerer Unternehmen kommen. In diesem Fall würden sich etwaige Kostenvorteile möglicherweise nicht weiter in geringen Zuschlagswerten widerspiegeln.

234. Offen ist, wie sich die Erhöhung des Ausschreibungsvolumens durch die Sonderausschreibungen in den Jahren 2019 bis 2021 auswirken wird. In den ersten Ausschreibungen des Jahres 2019 sind die Überzeichnung weiter gesunken und die durchschnittlichen Zuschlagswerte gestiegen. Als positiv ist jedoch zu bewerten, dass die entsprechenden Ausschreibungen trotz starker Erhöhung der Ausschreibungsmenge weiterhin überzeichnet waren. Dies lässt die Vermutung zu, dass zusätzliche Flächen vorhanden sind, auch wenn ihre Erschließung mit höheren Kosten verbunden ist, die sich in höheren Gebotswerten widerspiegeln. Abzuwarten bleibt, wie sich die Erhöhung der Ausschreibungsmengen auf die Konzentration in den Ausschreibungen für Solaranlagen auswirkt.

4.5 Fazit: ausreichende Beteiligung bei Ausschreibungen sicherstellen

235. Ziel des Systemwechsels bei der Förderung erneuerbarer Energien von einer Preis- zu einer Mengensteuerung in Form eines Ausschreibungssystems war es, einerseits die Planbarkeit des Ausbaus und andererseits die Kosteneffizienz bei der Förderung zu erhöhen. Um diese Ziele zu erreichen, ist ein funktionierender Wettbewerb bei den Ausschreibungen essenziell. Die Planbarkeit des Ausbaus kann nur erreicht werden, wenn die Menge, die Ausschreibungsteilnehmer in den Ausschreibungen bieten (Gebotsmenge), die ausgeschriebene Menge nicht unterschreitet (Unterzeichnung der Ausschreibung). Sind die Ausschreibungen regelmäßig unterzeichnet, fällt der tatsächliche Ausbau hinter den geplanten Ausbau zurück. Das Verhältnis von Gebots- zur Ausschreibungsmenge kann als Indikator verwendet werden, um in Bezug auf das Wettbewerbsniveau in den Ausschreibungen und die erwartete Erfüllung der Ausbauziele zu einer Einschätzung zu gelangen. Auch eine Erhöhung der Kosteneffizienz setzt einen funktionierenden Wettbewerb in Form einer ausreichenden Beteiligung an den Ausschreibungen voraus. Wird in einer Ausschreibung eine Menge geboten, die kleiner ist als die ausgeschriebene Menge, erhält jeder Bieter unabhängig von der Höhe seines Gebots einen Zuschlag. Dies kann dazu führen, dass sich die Gebote dem höchstmöglichen Gebot annähern, das in der entsprechenden Ausschreibung zulässig ist (Höchstwert).

²⁹⁰ energate messenger, Aiwanger will weitere Flächen für Solarauktionen öffnen, 27. Mai 2019, abrufbar unter <https://www.energate-messenger.de/news/192053/aiwanger-will-weitere-flaechen-fuer-solarauktionen-oeffnen> (zuletzt abgerufen am 02.08.2019).

236. Dies scheint in den Ausschreibungen für Windenergie an Land bereits der Fall zu sein. Seit Mai 2018 sind die Ausschreibungen hier überwiegend unterzeichnet oder nur leicht überzeichnet. Gleichzeitig ist ein Anstieg der durchschnittlichen Zuschlagswerte bis zum Höchstwert zu verzeichnen. Dass die Zuschlagswerte seit August 2018 nicht weiter gestiegen sind, dürfte auf gleichzeitig vorgenommene Absenkungen der entsprechenden Höchstwerte zurückzuführen sein. Der Zweck der Ausschreibung, im Sinne einer Umstellung auf eine Mengensteuerung, ist hier nicht mehr erfüllt. Eine Erhöhung der Kosteneffizienz, die sich der Gesetzgeber durch den Systemwechsel erhoffte, ist somit ebenfalls nicht zu erwarten. Gleichzeitig gefährdet die Unterdeckung der Ausschreibungen für Windenergie an Land auch die Einhaltung der entsprechenden Ausbauziele, sodass bezogen auf die Windenergie an Land auch die bessere Planbarkeit durch den Systemwechsel hin zu einem Ausschreibungssystem zunächst nicht erreicht wird. Die Ausschreibungen für Solaranlagen waren dagegen regelmäßig überzeichnet, sodass hier erwartet werden kann, dass der Zubau auch stattfindet. Auf die Kosteneffizienz dürfte sich die Überzeichnung der Ausschreibungen für Solaranlagen positiv auswirken.

237. Neben dem Verhältnis von Gebots- zur Ausschreibungsmenge als Indikator für das Wettbewerbsniveau kann auch die Konzentration in den Ausschreibungen herangezogen werden. Die Monopolkommission hat daher die Konzentration in den Ausschreibungen für Windenergie an Land und für Solaranlagen untersucht. Weder in den Ausschreibungen für Windenergie an Land, noch in den Ausschreibungen für Solaranlagen ergibt sich auf Grundlage der durchgeführten Untersuchung zum aktuellen Zeitpunkt eine kritische Konzentration. Vielmehr ist die Konzentration bei den Ausschreibungen für Windenergie an Land als gering zu bezeichnen. Die Konzentration bei den Ausschreibungen für Solaranlagen befindet sich auf einem mittleren Niveau. Die Mehrzahl der Unternehmensgruppen gehörte hier allerdings in lediglich ein bis zwei Kalenderjahren zu den fünf größten Unternehmensgruppen. Dies spricht gegen das Vorliegen marktbeherrschender Stellungen.

238. Aktuell sieht die Monopolkommission daher keinen Handlungsbedarf in Bezug auf die beobachtete Konzentration in den Ausschreibungen für Windenergie an Land und für Solaranlagen. Allerdings sollte die Entwicklung der Konzentration weiter beobachtet werden, da die bisherige Entwicklung der Konzentration sowohl bei den Ausschreibungen für Windenergie an Land als auch für Solaranlagen eine steigende Tendenz aufweist. Sonderregeln zur Förderung der Teilnahme kleiner Bieter sollten jedoch nicht genutzt werden, um einer steigenden Konzentrationsentwicklung entgegenzuwirken. Die Erfahrung mit den Sonderregeln für Bürgerenergiegesellschaften haben gezeigt, dass derartige Regeln zum einen auch von großen Anbietern genutzt werden können; zum anderen hat sich die Konzentration auch nach Aussetzung der Sonderregeln nicht bis auf ein besorgniserregendes Niveau erhöht. Ein einfaches, stabiles Ausschreibungsdesign scheint daher besser geeignet, kleineren Akteuren die Teilnahme an den Ausschreibungen zu erleichtern, als Sonderregeln für diese Akteure.

239. Handlungsbedarf besteht dagegen in Bezug auf die Teilnahme an den Ausschreibungen für Windenergie an Land. Die Unterzeichnung der Ausschreibungen geht mit einer steigenden Konzentration und steigenden durchschnittlichen Zuschlagswerten einher. Der Wettbewerb wird in diesen Ausschreibungen durch die mangelnde Teilnahme beschränkt, die wiederum auf einer mangelnden Verfügbarkeit von Flächen bzw. Genehmigungen beruht. Um einen funktionsfähigen Wettbewerb in den Ausschreibungen herzustellen, muss diese Markteintrittsbarriere abgebaut werden, indem ausreichend Flächen ausgewiesen und Genehmigungen erteilt werden. Diese Empfehlung richtet sich an eine Vielzahl von Akteuren, da sie sich auf Bundes- und Landesregelungen bezieht und auch kommunale Entscheidungsträger betrifft.²⁹¹ Solange, auch aufgrund dieser Komplexität, nicht gewährleistet ist, dass ausreichend Flächen ausgewiesen und Genehmigungen erteilt werden, sollte die Ausschreibungsmenge an das begrenzte Flächen- bzw. Genehmigungspotenzial angepasst werden. Zwar könnte dies dazu führen, dass die Ausbauziele für erneuerbare Energien nicht erreicht werden. Allerdings setzt das Erreichen der Ausbauziele ausreichende Flächen und Genehmigungen voraus. Ausschreibungen können lediglich genutzt werden, um auf dieser Grundlage einen kosteneffizienten Ausbau zu erreichen. Liegen in einem Ausschreibungssystem dagegen Markteintrittsbarrieren in Form von geringer Flächenverfügbarkeit bzw. Genehmigungsproblemen vor, kann dies zu

²⁹¹ Entsprechend richtet auch der Bundesverband WindEnergie seinen Aktionsplan für mehr Genehmigungen von Windenergieanlagen an Bund, Länder und Kommunen (vgl. BWE, Aktionsplan für mehr Genehmigungen von Windenergieanlagen an Land, abrufbar unter <https://www.wind-energie.de/service/publikationen/> (zuletzt abgerufen am 05.09.2019)).

einem Scheitern in Bezug auf die Ausbauziele führen. Zudem nähert sich das neue Ausschreibungssystem in diesem Fall der alten Preissteuerung an, wenn gleichzeitig an einer Preisobergrenze festgehalten wird. Die Ziele des Systemwechsels bei den Ausschreibungen für Windenergie an Land können unter diesen Voraussetzungen nicht erreicht werden.

Kapitel 5

Wettbewerbliche Aspekte des Aufbaus von öffentlicher Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität

240. Eine neue Entwicklung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft betrifft die zunehmende Mobilität durch Kraftfahrzeuge mit strombetriebenen Motoren. Die sog. Elektromobilität besitzt für die Elektrizitätswirtschaft zunehmende Bedeutung. Durch sie wird die Primärenergieerzeugung für den Antrieb von Kraftfahrzeugen von den heute noch überwiegend verbreiteten Verbrennungsmotoren in die Kraftwerke verlagert. Somit fallen dem Stromsektor durch die Elektromobilität prospektiv neue Verbrauchsmengen zu, die zugleich mit neuen strukturellen Anforderungen an die Energiewirtschaft einhergehen.

241. Im Zusammenhang mit der Entwicklung der Elektromobilität besitzt der Bereich der Ladeinfrastruktur eine wichtige Rolle. Die Zuführung der für den Antrieb von elektrischen Kraftfahrzeugen notwendigen Energie an einem Ladepunkt wird als Ladevorgang bezeichnet. Der Ladevorgang entspricht in dieser Hinsicht grundsätzlich dem Betankungsvorgang eines Fahrzeugs mit Verbrennungsmotor. Während Kraftfahrzeuge mit Verbrennungsmotoren jedoch unmittelbar erdölbasierte Primärenergie zum Antrieb nutzen, wird der Strom an einem Ladepunkt in das Fahrzeug übertragen und hier in Akkumulatoren, in Form von Traktionsbatterien (nachfolgend als „Batterie“ bezeichnet), gespeichert. Bei öffentlich zugänglichen Ladepunkten handelt es sich in der Regel um sog. Ladesäulen, deren Infrastruktur sich gerade im Aufbau befindet.²⁹²

242. Während der Tankstellenmarkt in der Vergangenheit wettbewerbsökonomisch und kartellrechtlich vielfach analysiert wurde, liegen bisher kaum entsprechende Untersuchungen für die Abgabe von Strom an Ladepunkten vor. Zugleich ist festzustellen, dass im Bereich des Ladens von Elektrofahrzeugen derzeit neue Märkte entstehen, deren wettbewerbliche Struktur in Zukunft wirtschaftlich weiter an Bedeutung gewinnen kann. Vor diesem Hintergrund untersucht die Monopolkommission nachfolgend mögliche wettbewerbliche Problemstellungen auf diesen Märkten.

5.1 Wachsende Bedeutung der Ladeinfrastruktur

243. Die Anzahl der Elektrokraftfahrzeuge ist in Deutschland in den Jahren von 2006 bis 2019 deutlich angestiegen. Während es im Jahr 2006 insgesamt rund 1.930 Elektroautos in Deutschland gab, waren es am 1. Januar 2019 rund 83.200.²⁹³ Demzufolge ist auch die Anzahl der Neuzulassungen von Personenkraftwagen mit Elektroantrieb nach Angaben des Kraftfahrt-Bundesamt von jährlich rund 19 Neuzulassungen im Jahr 2006 auf jährlich 36.062 im Jahr 2018 angestiegen. In diesem Zusammenhang ist insbesondere in den letzten drei Jahren eine starke Zuwachsrate der Neuzulassungen von Elektrofahrzeugen zu verzeichnen. Im Jahr 2017 lag die Zuwachsrate im Vergleich zum Vorjahr bei 119,6 Prozent und im Jahr 2018 bei 43,9 Prozent. Zugleich bildet der Zuwachs der Elektrokraftfahrzeuge noch immer nur einen kleinen Teil des Gesamtmarktes ab. So verfügten Anfang 2019 weiterhin nur 0,7 Prozent der zugelassenen Fahrzeuge über einen Elektroantrieb.

244. Zwar ist die zukünftige Entwicklung der Elektromobilität nicht absehbar. Allerdings erscheint eine weitere Zunahme durchaus plausibel.²⁹⁴ Die Regierungskommission „Nationale Plattform Elektromobilität“ schätzt, dass

²⁹² Sämtliche Lademöglichkeiten werden als Ladepunkte bezeichnet. Ladesäulen stellen hierbei die typische Infrastruktur von öffentlich zugänglichen Ladepunkten dar. In diesem Zusammenhang werden die Begriffe Ladeinfrastruktur, Ladesäulen und Ladepunkte vereinfachend synonym verwendet.

²⁹³ Angaben des Kraftfahrt-Bundesamts, 2019.

²⁹⁴ Eine schnellere Ausweitung der Elektromobilität dürfte die im Dezember 2018 beschlossenen EU-Vorgaben für Emissionen von Neuwagen mit sich bringen. Die Grenzwerte für den zulässigen CO₂-Ausstoß zielen auf den durchschnittlichen Ausstoß der Fahrzeugflotte eines Herstellers. Der Grenzwert für private Kraftfahrzeuge soll nach den europäischen Beschlüssen von derzeit noch 130 g/km (2019) auf 59,4 g/km im Jahr 2030 sinken. Ingenieurtechnisch gilt es als unrealistisch, dieses Ziel mit Verbrennungsmotoren zu erreichen. Elektrisch angetriebene Fahrzeuge gehen in die Kalkulation jedoch mit einem Ausstoß von Null ein, da die Emissionen aus der Primärenergieerzeugung im Kraftwerk nicht berücksichtigt werden. Europäische Kommission, Pressemitteilung vom 18. Dezember 2018, https://ec.europa.eu/germany/news/20181218-co2-grenzwerte-autos_de.

die Anzahl der Elektroautos im Jahr 2025 auf 1,7 bis 3,1 Millionen ansteigen wird. Dies entspräche einem Marktanteil von Elektrofahrzeugen zwischen 4 und 6,5 Prozent. Bis 2030 wird ein Anstieg auf sogar 4,2 bis 7 Millionen Elektrofahrzeugen mit einem entsprechenden Marktanteil von 10 bis 15 Prozent prognostiziert. Zu den Anforderungen, die sich vor diesem Hintergrund an die Energiewirtschaft stellen, gehören neben den erheblichen neuen Bedarfen bei der Stromerzeugung insbesondere die infrastrukturellen Voraussetzungen für das Laden der elektrisch betriebenen Fahrzeuge. Letzteres Problem ist bereits heute relevant, weil die weitere Entwicklung der Elektromobilität damit in Zusammenhang gebracht wird, dass für die Verbraucher schon möglichst bald eine entsprechende Ladeinfrastruktur vorgehalten werden muss. Derzeit laufen verschiedene Maßnahmen, die die Entwicklung der Ladeinfrastruktur für elektrische Fahrzeuge weiter befördern soll.

245. Grundsätzlich steht Nutzern von elektrisch betriebenen Kraftfahrzeugen eine Vielzahl von Lademöglichkeiten zur Verfügung:

- Die einfachste, aber auch langsamste Möglichkeit zum Aufladen eines Elektrofahrzeugs stellt das private Laden zu Hause oder am Arbeitsplatz an der Haushaltssteckdose oder – mit höherer Geschwindigkeit – an einer Wandladestation (Wallbox) dar. Es wird geschätzt, dass insgesamt ca. 80 Prozent der Ladevorgänge hier stattfinden.²⁹⁵
- Vergleichbar mit dem Betanken eines Verbrennungsfahrzeugs ist hingegen eher das Laden an einer öffentlich zugänglichen Ladesäule. Letztere befinden sich einerseits auf öffentlichen Flächen, z. B. am Straßenrand, und andererseits auf sog. halböffentlichen (d. h. privaten, aber öffentlich zugänglichen) Flächen, z. B. in Parkhäusern oder Supermarktparkplätzen.

246. Für die weitere Analyse sind vor allem die Märkte für öffentlich zugängliche Ladepunkte von Interesse, da hierbei – im Gegensatz zur Abgabe von Haushaltsstrom – die Auswirkung neuer spezifischer Infrastruktur zu berücksichtigen ist. In den letzten Jahren hat der Gesetzgeber verschiedene Regelungen verabschiedet, die den Aufbau von Ladesäuleninfrastruktur standardisieren und den Zugang sowie die Interoperabilität zwischen unterschiedlichen Zugangssystemen vereinfachen sollen. Den Startpunkt setzte im Jahr 2014 die EU-Richtlinie 2014/94/EU zum Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, die verschiedene Standards regelte.²⁹⁶ Die Vorgaben der Richtlinie hat der deutsche Gesetzgeber im Jahr 2016 in der Ladesäulenverordnung umgesetzt.²⁹⁷

247. Auf Basis der Ladesäulenverordnung ist zudem eine Anzeigepflicht für den Aufbau und die Außerbetriebnahme von öffentlich zugänglichen Ladepunkten bei der Bundesnetzagentur eingeführt worden.²⁹⁸ Seitdem ist eine zunehmend vollständige offizielle Übersicht über die verfügbaren Ladepunkte in Form eines bei der Bundesnetzagentur geführten und online abrufbaren Registers entstanden. Das Register enthält – sofern bekannt – auch solche Ladepunkte, die vor dem Inkrafttreten der Ladesäulenverordnung aufgebaut wurden und deshalb noch nicht der Anzeigepflicht unterliegen. Hier sind derzeit (Stand: Mai 2019) 17.058 Ladepunkte an 8.635 Standorten verzeichnet (Abbildung 5.1). Davon sind 10,5 Prozent als sog. Schnellladepunkte ausgewiesen, die eine höhere Ladegeschwindigkeit erlauben. Damit liegt der Aufbau von Ladesäulen allerdings bisher hinter dem prognostizierten Bedarf von der Regierungskommission „Nationale Plattform Elektromobilität“ zurück. Den Einschätzungen der

²⁹⁵ Die Angabe von 80 Prozent entspricht einem oft verwendeten Schätzwert. Teilweise gehen die Schätzungen für die zukünftige Anzahl der privaten Ladevorgänge noch darüber hinaus, während der Anteil am Stromverbrauch an öffentlich zugänglichen Ladestationen aufgrund der höheren Ladeleistung als größer eingeschätzt wird.

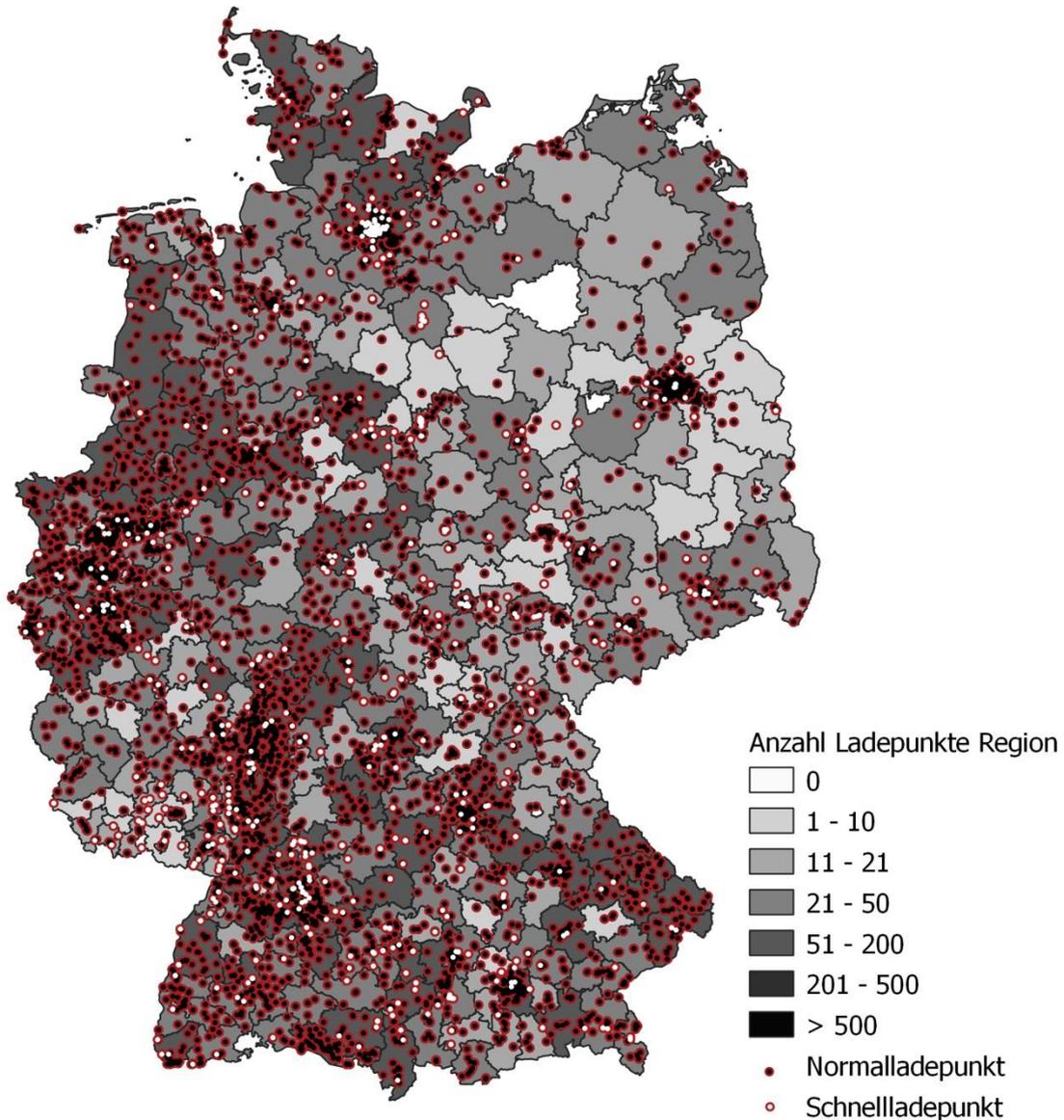
²⁹⁶ Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, AAB. EU L 307 vom 28. Oktober 2014, S. 1.

²⁹⁷ Verordnung über technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile (Ladesäulenverordnung - LSV) v. 09.03.2016 (BGBl. I S. 457), zuletzt geändert durch Verordnung v. 01.06.2017 (BGBl. I S. 1520).

²⁹⁸ Öffentlich zugänglich ist gemäß § 2 Nr. 9 LSV ein Ladepunkt, der sich entweder im öffentlichen Straßenraum oder auf privaten Grund befindet, sofern der zum Ladepunkt gehörende Parkplatz von einem unbestimmten oder nur nach allgemeinen Merkmalen bestimmbar Personenkreis tatsächlich befahren werden kann.

Regierungskommission zufolge besteht im Jahr 2020 ein Bedarf von 45.000 bis 71.000 Wechselstromladepunkten sowie zwischen 4.200 und 7.100 Gleichstromladepunkten.²⁹⁹

Abbildung 5.1: Verteilung der Ladesäulen in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf: Bundesnetzagentur, Ladesäulenregister, Stand: 9. Mai 2019

248. Der Aufbau von Ladeinfrastruktur wird vonseiten der Politik oftmals als öffentliche Aufgabe betrachtet und durch Förderprogramme und den gezielten kommunalen Aufbau von Ladesäulen unterstützt.³⁰⁰ Finanzwissenschaftlich handelt es sich bei Ladesäulen jedoch um gewöhnliche private Wirtschaftsgüter, für die ein öffentlicher Förderbedarf nicht auf den ersten Blick erkennbar ist. Ein Eingriffsbedarf kann aber mit den Eigenschaften des

²⁹⁹ Die angegebene Spanne unterscheidet nach den angelegten Szenarien, bei mittlerer Entwicklung (2020: 633.000 Fahrzeuge, 2025: 2,1 Millionen Fahrzeuge) und bei schnellerer Entwicklung (2020: 1 Million Fahrzeuge, 2025: 3,1 Millionen Fahrzeuge). Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität, Fortschrittsbericht 2018 – Markthochlaufphase, 2018, S. 55.

³⁰⁰ Z.B. wurde im Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD im Jahr 2018 der Aufbau von 100.000 Ladepunkten bis 2020 vereinbart. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 19. Legislaturperiode, Ein neuer Aufbruch für Europa – Eine neue Dynamik für Deutschland – Ein neuer Zusammenhalt für unser Land, S. 14.

gerade wachsenden Marktes begründet werden. Ursächlich für eine unzureichende private Investitionstätigkeit ist danach die Situation, dass Angebot und Nachfrage für das Laden von Fahrzeugen an Ladesäulen gleichzeitig geschaffen werden müssen. Auf der einen Seite treten Ladesäulanbieter erst in den Markt ein, wenn eine ausreichende Zahl an Elektro kraftfahrzeugen eine kontinuierliche Nutzung (und damit Refinanzierung) der Ladesäulen erwarten lassen. Auf der anderen Seite werden Menschen nicht in großer Zahl Elektrofahrzeuge anschaffen, wenn nicht auch unmittelbar Lademöglichkeiten zur Verfügung stehen, die es ihnen ermöglichen, ihr Fahrzeug stets in Betrieb zu halten. Um die jeweils strategische Zurückhaltung beider Marktseiten zu überwinden, kann eine staatliche Intervention zielführend sein. In Deutschland wird vor diesem Hintergrund der Aufbau öffentlicher Ladeinfrastruktur durch Förderprogramme des Bundes und durch Ausschreibungen auf Ebene der Städte und kommunalen Gebietskörperschaften unterstützt.³⁰¹ Viele Kommunen schließen daher Verträge mit Betreibern von Ladesäulen, auf deren Basis der Aufbau einer Ladeinfrastruktur in einem bestimmten Zeitraum garantiert ist. Im Mai 2016 stellte die Bundesregierung zudem ein Förderprogramm zum Aufbau der Ladestationen vor, das in den Jahren von 2017 bis 2020 mit einem Gesamtbetrag von insgesamt EUR 300 Mio. bedacht wurde.

5.2 Rahmenbedingungen des Ladens von Elektrofahrzeugen in Deutschland

249. Wie eingangs beschrieben, lässt sich der Markt für Ladepunkte auf den ersten Blick am ehesten mit dem Markt für Tankstellen vergleichen. Aus Sicht der Besitzer von Elektrofahrzeugen unterscheidet sich der Vorgang des Ladens von Elektrofahrzeugen an Ladepunkten jedoch in einigen relevanten Punkten vom Betankungsvorgang eines Fahrzeugs mit Verbrennungsmotor. Diese Unterschiede betreffen sowohl den Marktzugang, d. h. die Möglichkeit und Abrechnung des Ladens an öffentlichen Ladepunkten, als auch technische Unterschiede, die zudem die vorhandenen Ladepunkte erheblich voneinander unterscheiden.

Technische Aspekte

250. Aus technischer Sicht bestanden in jüngerer Vergangenheit zunächst noch verschiedene Kompatibilitätsprobleme, die unter anderem die Ladetechnik selbst betrafen. So lag z. B. in der mangelnden Kompatibilität verschiedener Ladekupplungen eine Hürde für den Aufbau standardisierter Ladestationen. Auch wenn prinzipiell diverse Adapter zur Verfügung stehen, war die Möglichkeit, jedes Fahrzeug an jeder Station laden zu können durch den fehlenden Standard zumindest eingeschränkt. Mittlerweile wurde der Combo 2 Stecker (CCS) nach der Norm EN62196 Typ 3 durch die Richtlinie 2014/94/EU und die Ladesäulenverordnung als Standard für neue Ladepunkte vorgegeben. Der Combo 2 Stecker stellt eine Kombination aus einem Typ 2 Wechselstromstecker und zwei Gleichstrompolen dar, weshalb er das Laden für die beiden unterschiedlichen Übertragungsformen ermöglicht.³⁰² Ladepunkte mit anderen Steckern, insbesondere dem japanischen CHAdeMo-System für Gleichstromladung, bestehen aber fort.

251. Gegenüber dem Betankungsvorgang bei Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor liegt ein erheblicher Unterschied beim Laden von Elektroautos in der notwendigen Ladezeit. Die tatsächliche Dauer des Ladens wird unter anderem durch die maximal mögliche elektrische Leistung des Ladepunktes (in Kilowatt (kW)) determiniert und fällt zwischen verschiedenen Ladepunkten sehr unterschiedlich aus.³⁰³ Eine normale Haushaltssteckdose mit Wechselstrom erreicht bei einer Spannung von 230 Volt und einphasigem Laden eine Ladeleistung von ca. 2,3 bis

³⁰¹ Zu dem gewählten Vorgehen, Ladeinfrastruktur zu fördern, bestehen grundsätzlich auch Alternativen. Z.B. erscheint ein effizienter Aufbau der Ladeinfrastruktur durch die Elektroautomobilhersteller grundsätzlich möglich, wenn diese sich dazu auf der Marktstufe der Ladesäulen in einem gemeinsamen Unternehmen zusammenschließen müssten bzw. einem einheitlichen Betreiber den Auftrag zum Aufbau erteilen. Jeder Hersteller, der Elektrofahrzeuge verkauft, müsste sich an den Aufbaukosten beteiligen, um mit seinen Fahrzeugen Zugang zur Ladeinfrastruktur zu erhalten. Die Refinanzierung würde derweil auf der Wettbewerbsstufe durch den Verkauf von Elektrofahrzeugen erfolgen.

³⁰² Gemäß der Richtlinie 2014/94/EU bzw. § 3 LSV ist jeder öffentlich zugängliche Wechselstrom-Normalladepunkt mit einer Ladeleistung von höchstens 22 kW und jeder Wechselstrom-Schnellladepunkt mit einer Leistung von mehr als 22 kW mit Fahrzeugkupplungen des Typs 2 nach der Norm EN62196 auszustatten. Gleichstrom-Schnellladepunkte müssen über einen Anschluss des „Combined Charging System Combo 2“ nach der Norm EN62196 Typ 3 verfügen.

³⁰³ Darüber hinaus hängt die Ladedauer auch von dem verwendeten Ladekabel oder der Auslegung der Batterie ab.

3,1 kW. Auch im privaten Haushalt ist es grundsätzlich möglich, eine Wandladestation an einem Drehstromanschluss³⁰⁴ zu installieren, wodurch eine Ladeleistung von bis zu 22 kW erreicht werden kann. Auch gewöhnliche öffentliche Ladepunkte (sog. Normalladepunkte) erreichen in der Regel 11 kW oder 22 kW, Schnellladepunkte bis zu 50 kW.³⁰⁵ Ladesäulen mit noch höheren Leistungen werden auch als Ultra-Schnellladepunkte bezeichnet. Aus technischen Gründen ist es allerdings an vielen Standorten nicht möglich, Ultra-Schnellladepunkte aufzubauen, wenn diese am 0,4 kV Niederspannungsnetz hängen. Ultra-Schnellladepunkte werden deshalb vor allem am 50 kV Mittelspannungsnetz installiert und finden sich vorwiegend an Schnellstraßen und Autobahnraststätten.³⁰⁶ Ultra-Schnellladepunkte wurden zuletzt stetig weiterentwickelt, die leistungsfähigsten bis heute realisierten Anlagen ermöglichen Ladeleistungen bis zu 350 kW.

252. Ein wichtiges Unterscheidungsmerkmal verschiedener Ladepunkte betrifft zudem die Art des Ladevorgangs mit Gleichstrom (DC) oder Wechselstrom (AC). Typisch ist heute, dass sich Batteriewechselsysteme, bei denen eine leere gegen eine volle, extern geladene Batterie ausgetauscht wird, bisher nicht durchgesetzt haben. Somit werden heute üblicherweise im Auto fest installierte Batterien über eine Kabelverbindung des Fahrzeugs mit dem Stromnetz durch ein zwischengeschaltetes Ladegerät geladen. Da im Stromnetz die elektrische Energie als Wechselstrom übertragen wird, die Batterie eines Elektroautos aber für den Ladevorgang stets Gleichstrom erfordert, muss als wesentlicher Teil des Ladegerätes ein sog. Umrichter zwischengeschaltet werden. Wird ein Elektroauto direkt am Wechselstromnetz geladen (AC-Ladepunkt), wandelt ein in jedem Elektrofahrzeug eingebautes On-board-Ladegerät den Strom in Gleichstrom um. Die Umrichtung im Fahrzeug selbst hat jedoch den Nachteil, dass der Leistung des Ladegerätes Grenzen gesetzt sind. On-Board-Ladegeräte unterscheiden sich stark und besitzen typische maximale Ladeleistungen zwischen 3,7 und 22 kW. Ladegeräte werden technisch komplexer und damit auch in den Investitionskosten teurer, wenn diese für höhere Ladeleistungen ausgelegt sein sollen. Um Elektrofahrzeuge mit noch höheren Ladeströmen zu versorgen, werden die dafür notwendigen Hochleistungsladegeräte deshalb oft direkt in einer entsprechenden Ladestation installiert. Das Elektrofahrzeug wird an diesen Ladestationen dann direkt mit Gleichstrom versorgt. Somit existieren sowohl Gleich- als auch Wechselstromladepunkte, wobei Schnellladepunkte aus den dargestellten Gründen stets ausschließlich Gleichstromladung anbieten und erhebliche höhere Investitionskosten aufweisen.

253. Neben der möglichen Übertragungsleistung hängt die Dauer des Ladevorgangs von der Kapazität der in einem Elektrofahrzeug installierten Batterie ab. Die Batterien von modernen, vollelektrischen Kraftfahrzeugen liegen heutzutage üblicherweise in einem Leistungsspektrum von ca. 15 bis 100 kWh. Es ist noch nicht absehbar, welche typische Batterieleistung Elektrofahrzeuge in Zukunft aufweisen werden. Einerseits beeinflusst die Batteriekapazität den Anschaffungspreis eines Elektroautos derzeit ganz erheblich, andererseits schränken kleinere Batteriekapazitäten die Reichweite eines Fahrzeugs im Vergleich zu Verbrennungsmotoren erheblich ein. Wird eine häufig verwendete Batteriegröße von 40 kWh für ein rein elektrisch angetriebenes Fahrzeug zu Grunde gelegt, dann dauert der Ladevorgang, um 80 Prozent, d. h. 32 kWh, Kapazität aufzuladen unter optimalen klimatischen Bedingungen an einer typischen 22 kW Ladestation etwa anderthalb Stunden.³⁰⁷ Die Ladedauer an Ultra-Schnellladestationen ist zumindest für den 80 Prozent Teilladebereich erheblich kürzer und beträgt z. B. für die

³⁰⁴ Umgangssprachlich wird ein Drehstromanschluss auch als Starkstromanschluss bezeichnet. Drehstrom bezeichnet eine mehrphasige Übertragungsform, mittels der durch gewöhnlich drei Leiter (bzw. mit dem Nullleiter auch vier) eine Übertragung höherer Lasten erreicht wird.

³⁰⁵ Die Unterscheidung zwischen Normalladepunkten und Schnellladepunkten (>22 kW) macht auch die Ladesäulenverordnung in § 2 Nr. 7 und 8.

³⁰⁶ Eine unmittelbare Grenze für die Leistung von Ladepunkten am Niederspannungsnetz besteht nicht. Grundsätzlich ist jedoch bereits die Installation von Anlagen über 11 kW Leistung mit dem Netzbetreiber abzustimmen. In der Praxis ist derzeit oftmals auch ein Anschluss von Anlagen mit 22 kW und ggfs. auch mehr Leistung am Niederspannungsnetz möglich. Bei deutlich höheren Ladeströmen, wie sie insbesondere Ultra-Schnellladepunkte anbieten, wird es für die Bereitstellung der vollen Leistung allerdings in der Regel erforderlich, den Ladepunkt direkt an das nächstgelegene Mittelspannungsnetz anzuschließen. An Standorten, die derzeit nur einen direkten Zugang zum Niederspannungsnetz besitzen, steigen dadurch alleine aufgrund der aufwendigeren Erdarbeiten und des erforderlichen Transformators die Anschlusskosten ganz erheblich an.

³⁰⁷ Unter optimalen Bedingungen wird je kW Ladeleistung in einer Stunde 1 kWh elektrische Leistung einer Batterie aufgeladen.

gleiche Ladung an den schnellsten verfügbaren Ladepunkten mit 350 kW Leistung nur etwa 6 Minuten. Gegenüber einer Aufladung von 80 Prozent, dauert eine Vollladung proportional erheblich länger, da das Fahrzeug die Ladebeschwindigkeit typischerweise im letzten Fünftel drosselt, um die Batterie im Fahrzeug zu schonen. Die zukünftige Veränderung der Ladezeiten lässt sich derzeit schwer absehen. Zwar kann angenommen werden, dass die durchschnittliche Leistung der Ladepunkte zukünftig wachsen wird. Allerdings sind zumindest im Niederspannungsnetz dem Aufbau schnellerer (Ultra-Schnell-)Ladestationen technische Grenzen gesetzt. Sollte es zu einem Anstieg der Batteriegrößen kommen, ist bei gleicher Ladeleistung auch eine Verlängerung der Ladezeiten zu erwarten.

Zugang und Abrechnung

254. Für den Inhaber eines Elektrofahrzeugs ist der Zugang zur Ladesäuleninfrastruktur teilweise unübersichtlich geregelt. Grundsätzlich sind die öffentlichen Ladesäulen kein Teil des Stromnetzes und sind deshalb – anders als Netzbetreiber – nicht den Regeln zur Steuerung von Zugang und Entgelten durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) unterworfen.³⁰⁸ Der Betreiber einer Ladesäule ist somit nicht verpflichtet, dritten Stromanbietern Zugang zu seiner Ladesäule zu gewähren. Nutzer können daher keinen Stromlieferanten wählen, sondern sind durch die Wahl einer Ladesäule an einen Anbieter und dessen Tarife gebunden. Tatsächlich werden Ladesäulen oft von Stromlieferanten bzw. ihren Tochtergesellschaften betrieben, die den Strom von ihren Muttergesellschaften beziehen. Die Betreiber (auch Ladeinfrastrukturbetreiber bzw. Charging-Point-Operator (CPO)) arbeiten zudem in der Regel mit sog. Elektromobilitätsprovidern (EMP) zusammen, die verschiedene überwiegend digitale Dienstleistungen (z. B. zur Abrechnung des Stroms) zur Verfügung stellen. Durch die Qualifizierung als Endverbraucher kann der Betreiber einer Ladesäule außerdem für den an der Säule abzugebenden Strom einen Preis festlegen, ohne dabei einer sektorspezifischen Regulierung zu unterliegen. Damit orientiert sich das Marktdesign für das Laden an öffentlich zugänglichen Ladesäulen an dem des Tankstellenmarktes und nicht an dem der Stromnetze. Aus wettbewerblicher Sicht bedeutet dies, dass der Inhaber eines Elektrofahrzeuges beim Laden am heimischen Stromnetz seinen Stromlieferanten frei wählen kann, beim Laden an der Ladesäule ihm dies jedoch nur durch die Wahl einer Ladesäule eines bestimmten Anbieters möglich ist.

255. Bisher lag ein erheblicher Unterschied im Marktdesign des Ladesäulenangebotes gegenüber dem Tankstellenmarkt allerdings darin, dass der Zugang zu einer Ladesäule in Deutschland nicht immer spontan, ohne Eingang eines Dauerschuldverhältnisses möglich war. Vielmehr haben die Betreiber der Ladesäulen, bzw. die EMP, Netzwerke gebildet. Mit der Autorisierung des Kunden in einem Netzwerk wird dem Nutzer des Elektrofahrzeugs der Zugang zu den Ladesäulen des jeweiligen Anbieters gewährt. An manchen Ladepunkten ist der Zugang über eine SMS oder telefonisch möglich, an anderen über eine App, das Einscannen eines QR-Codes oder eine Ladekarte. Zudem sind viele Ladeinfrastrukturanbieter untereinander auf sog. Roaming-Plattformen miteinander vernetzt. Das bedeutet, dass die Vertragskunden eines Anbieters die Ladesäulen anderer Anbieter im Roaming-Verbund ohne Anmeldung zum Laden nutzen können. Mit der Ladesäulenverordnung hat sich diese Situation zuletzt jedoch verändert. Betreiber von Ladepunkten, die nach dem 14. Juni 2017 in Betrieb genommen wurden, sind verpflichtet, grundsätzlich auch sog. „punktuelleres Aufladen“ (auch „Ad-hoc-Laden“) anzubieten. Dies soll das spontane Laden an einer Ladesäule ermöglichen, ohne dass der Nutzer dafür eine Mitgliedschaft (verbunden mit einem Dauerschuldverhältnis) in einem der Netzwerke eingehen muss. Heute ist es daher in der Regel möglich, spontan eine Ladestation aufzusuchen, wobei oftmals eine kostenlose Anmeldung oder das Herunterladen einer dedizierten App eines Elektromobilitätsanbieters erforderlich ist. Allerdings können sich die Tarife spontanen Ladens von denen im Fall einer kostenpflichtigen Mitgliedschaft unterscheiden.

256. In Bezug auf die Tarife gab es für das Laden eines Elektroautos an den Ladesäulen unterschiedlicher Betreiber eine Reihe sehr individueller Abrechnungsarten. Je nach Anbieter wurde das Laden an der Ladesäule entweder:

- nach Lade- bzw. Standzeit (Minuten/ Stunden),
- nach Verbrauch (entnommene Leistung in kWh),

³⁰⁸ Gemäß § 3 Nr. 25 EnWG ist die Ladesäule regulierungsrechtlich als Letztverbraucher zu qualifizieren.

- pauschal pro Ladevorgang,
- pauschal unabhängig vom Ladevorgang (Flatrate)
- oder kostenlos abgerechnet.

Zusätzlich kombinieren viele Anbieter einen verbrauchsabhängigen Tarif mit einer monatlichen/jährlichen Grundgebühr und/oder eine einmaligen Aktivierungs-/Freischaltungsgebühr.

257. Wird die Ladesäuleninfrastruktur mit dem Tankstellenmarkt verglichen, so mag es zunächst überraschen, dass die Abrechnung nicht in erster Linie nach Verbrauch (entnommene Leistung in kWh) erfolgt. Dafür sind eine Reihe von Gründen verantwortlich. Relevant ist vor allem, dass der Aufbau und Betrieb einer Ladeinfrastruktur bisher für die überwiegende Zahl der Anbieter kein selbsttragendes Geschäftsfeld darstellt. Die Kosten für den Aufbau des Mess- und Abrechnungssystems sind so hoch, dass es sich vor allem für kleine Anbieter eher lohnt, den Strom kostenlos abzugeben. Die Kosten für die Ladesäulen werden dann z. B. aus Fördermitteln finanziert. Bei Ladesäulen die von Automobilherstellern betrieben werden, sind die Kosten für das Betankungssystem zum Teil in den Verkaufspreis der Elektroautos eingerechnet. Kommt es doch zu einer Abrechnung des einzelnen Ladevorgangs, dann hat die Abrechnung nach Ladezeit den Vorteil, dass die Opportunitätskosten, die durch das Blockieren der Ladesäule beim Ladevorgang entstehen, direkt im Preis berücksichtigt werden. Bei einzelnen Ladevorgängen über einen Zeitraum von mehreren Stunden ist die Anzahl der möglichen Ladevorgänge in einem bestimmten Zeitraum signifikant niedriger als die Anzahl von Tankvorgängen an der Zapfsäule, sodass der wirtschaftliche Ertrag auch wesentlich von der Anzahl möglicher Ladevorgänge abhängt. Schließlich stellt die Abrechnung nach kWh erhebliche Anforderungen an die Messgenauigkeit der Ladesäulen. Für Wechselstromladepunkte ist der Verbau von konformitätsbewerteten (geeichten) Messsystemen bereits seit dem 1. Januar 2018 verpflichtend. Zum 1. April 2019 sind zudem Änderungen des Mess- und Eichrechts für Gleichstromladeeinrichtungen in Kraft getreten. Demnach müssen Ladesäulen, die Gleichstrom abgeben – betroffen sind insbesondere Schnellladepunkte –, nun ebenfalls über konformitätsbewertete Gleichstrommessgeräte verfügen.

258. Seit dem 1. April 2019 sind allerdings (rein) ladezeitbezogene Tarife unzulässig. Sie stehen der Preisangabenverordnung (PAngV) entgegen. Diese sieht in § 3 für die leitungsgebundene Versorgung mit Elektrizität vor, dass verbrauchsabhängige Preise in der Einheit Kilowattstunde anzugeben sind. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hatte in einem im August 2018 veröffentlichten Rechtsgutachten geprüft, ob die verschiedenen am Markt befindlichen Tarifmodelle für Ladestrom mit den Vorgaben der PAngV vereinbar sind.³⁰⁹ Insbesondere solche Tarife, die das verbrauchsabhängige Entgelt auf Basis der Ladezeit erheben, werden danach mit der PAngV als nicht vereinbar angesehen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie sah es als angemessen und verhältnismäßig an, wenn die Vollzugsbehörden eventuell im Widerspruch mit der PAngV stehende Tarife bis zum 1. April 2019 toleriert haben. Dennoch werden durch die neue Auslegung zeitbezogene Entgeltbestandteile seit dem genannten Stichtag nicht zwingend verdrängt. So bleibt es zulässig, im Rahmen eines mehrstufigen Tarifmodells eine zeitbezogene Entgeltkomponente für das „Besetzthalten“ der Ladesäule in Form einer Parkgebühr zu erheben.

5.3 Abgrenzung der Märkte für Lademöglichkeiten für Elektrofahrzeuge

259. Um zu untersuchen, ob auf den Märkten für das Laden von Elektromobilitätsfahrzeugen ein wirksamer Wettbewerb besteht, ist es notwendig, zunächst jeweils die tatsächlich im Wettbewerb stehenden Anbieter und Nachfrager voneinander zu unterscheiden. Dies erfolgt üblicherweise im Rahmen einer Abgrenzung der relevanten Märkte. In Hinblick auf das Angebot von Lademöglichkeiten kommen hier eine Reihe sehr unterschiedlicher relevanter Märkte in Betracht. Grundsätzlich gibt es mehrere methodische Ansätze, um relevante Märkte voneinander abzugrenzen. Einen wichtigen Anhaltspunkt bietet das im Kartellrecht gebräuchliche Bedarfsmarktkonzept. Danach

³⁰⁹ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Rechtsgutachten zur Anwendbarkeit von § 3 Preisangabenverordnung (PAngV) auf Ladestrom für Elektromobile sowie zur Zulässigkeit und Vereinbarkeit verschiedener am Markt befindlicher Tarifmodelle für Ladestrom mit den Vorgaben der PAngV, Berlin, 24. August 2018.

bilden solche Produkte einen relevanten Markt, die aus Sicht der Nachfrager austauschbar sind, um einen bestimmten Bedarf zu befriedigen. Das Bedarfsmarktkonzept bildet regelmäßig den Ausgangspunkt der Marktabgrenzung.

260. Dem eigentlichen Ladevorgang vorgelagert ist der Markt für Verträge über die Aufstellung von Ladesäulen durch die Kommunen und für den Zugang zur öffentlichen Verkehrsfläche.³¹⁰ Da das Aufstellen von Ladesäulen im öffentlichen Verkehrsraum einer Kooperation mit der Kommune bedarf, stellt dies eine Zugangsvoraussetzung für die nachgelagerten Märkte des eigentlichen Ladens dar. Die Nachfrage nach entsprechenden Verträgen mit der Kommune bzw. Zugangserlaubnissen der Kommune durch die Betreiber von Ladeinfrastruktur ergibt sich danach als abgeleitete (Upstream-)Nachfrage aus dem entsprechenden (Downstream-)Markt für das Laden an Ladesäulen. Somit ist es für die Abgrenzung der auf der Upstream-Ebene wirkenden Marktkräfte angebracht, die nachfolgende Abgrenzung der Marktkräfte auf der Downstream-Ebene zu berücksichtigen.

Abgrenzung des sachlich relevanten Marktes

261. In Bezug auf die Lademöglichkeiten von Elektrofahrzeugen stellt sich im Rahmen der Marktabgrenzung in sachlicher Hinsicht zunächst die Frage, inwieweit private Lademöglichkeiten, etwa zu Hause oder am Arbeitsplatz, mit dem Angebot öffentlich zugänglicher Ladesäulen aus Nachfragersicht substituierbar sind. Ob im konkreten Fall eines Endnutzers eine Auswahlmöglichkeit besteht, dürfte sich im Einzelfall erheblich unterscheiden. Zwar werden Endnutzer, die zu Hause oder am Arbeitsplatz private Lademöglichkeiten vorfinden, diese primär nutzen. Allerdings ist davon auszugehen, dass ein Elektrofahrzeug als universelles Fortbewegungsmittel auch für Fahrten eingesetzt wird, die aufgrund der räumlichen Entfernung zu den privaten Lademöglichkeiten ein „Nachladen“ an einem öffentlichen Ladepunkt erfordern. In diesen Fällen entfällt die Austauschbarkeit zwischen privaten und öffentlichen Ladepunkten. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass gerade bei Wohnlagen in Ballungszentren oftmals keine geeigneten privaten Lademöglichkeiten für Elektrofahrzeuge vorzufinden sind und auch viele Arbeitgeber keine oder nur begrenzte Parkplätze und Lademöglichkeiten anbieten. Vor dem Hintergrund der großen Zahl abhängiger Nutzer dürfte daher kaum in Frage stehen, dass private und öffentlich zugängliche Ladepunkte derzeit als getrennte Märkte zu qualifizieren sind. Dies bedeutet, dass auch der Vertrieb von Strom über öffentliche Ladesäulen vom Vertrieb von Strom im generellen (d. h. Vertrieb von Haushaltsstrom, auch zum Betrieb privater Ladepunkte) zu differenzieren ist.

262. Schwieriger erscheint die Frage, ob der relevante Markt auch innerhalb des Angebots von Lademöglichkeiten an öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur weiter unterschieden werden muss. So besteht zwischen öffentlichen und halböffentlichen Ladepunkten auf den ersten Blick eine hinreichende Austauschbarkeit im Sinne des Bedarfsmarktkonzeptes. Die jeweils gegebene Eigenschaft der „öffentlichen Zugänglichkeit“ hat zur Folge, dass in beiden Fällen keine Nachfrager ausgeschlossen werden, die ihr Elektrofahrzeug laden wollen. Aus Anbietersicht sind allerdings mehrere erhebliche Unterschiede zwischen halböffentlichen und öffentlichen Ladepunkten zu beachten. So bedarf es für den Aufbau einer Ladesäule im öffentlichen Straßenraum einer Genehmigung der jeweiligen Kommune (Sondernutzungserlaubnis), während diese beim Aufbau einer Ladesäule auf privater Fläche nicht nötig ist. Dafür ergeben sich bei einem Ladeangebot auf Privatflächen andere wirtschaftliche Anforderungen: Vor allem in Ballungszentren muss die dafür notwendige Fläche zum Abstellen des Fahrzeugs beim Ladevorgang hohe Erträge abwerfen, da die Flächennutzung auf Betreiberseite hohe Opportunitätskosten aufweist. Die relativ langen Ladezeiten erlauben eine wirtschaftliche Nutzung solcher Flächen nur, wenn ggfs. hohe Preise für das „Parken“ des Fahrzeugs in den Ladepreis inkludiert werden. Das Angebot einer dedizierten Ladestation auf privater Fläche, vergleichbar zu einer „Tankstelle“ für Elektrofahrzeuge, bei der die Erträge ausschließlich aus dem Ladevorgang stammen, dürfte vor allem in Ballungszentren oftmals nicht wirtschaftlich darstellbar sein. Kürzere Ladezeiten und

³¹⁰ Von Interesse für die Entwicklung des Ladesäulenmarktes sind zudem die Märkte für Elektromobilitätsanbieter. Diese stellen eine Vielzahl unterschiedlicher Dienstleistungen wie die Netzwerke für das Auffinden von Ladesäulen und die Abrechnung des Stroms zur Verfügung. Hier lassen sich ggfs. mehrere relevante Vorleistungsmärkte bestimmen. Diese stehen allerdings nicht im Zentrum der weiteren Untersuchung, weshalb auf die hier angebotenen Leistungen an dieser Stelle nicht im Einzelnen weiter eingegangen werden soll.

eine höhere Auslastung könnten hier Abhilfe schaffen, sind aber vor allem in Ballungszentren mittelfristig kaum absehbar, da hier sehr viele Flächen nur direkten Zugang zum Niederspannungsnetz besitzen und der Ladegeschwindigkeit somit technische Grenzen gesetzt werden. Aus diesem Grund entstehen Ladesäulen auf privaten (d. h. halböffentlichen) Flächen zumindest in Ballungszentren vor allem dann, wenn mögliche Erlöse aus dem Laden der Fahrzeuge durch andere Refinanzierungsmöglichkeiten ersetzt oder ergänzt werden. Dies ist etwa der Fall, wenn Ladesäulen in Parkhäusern (mit zusätzlicher Parkgebühr) oder auf Supermarktparkplätzen (zur Nutzung während eines Einkaufs) installiert werden. Allerdings besteht bei diesen Angeboten z. B. nicht die Absicht, einem Fahrzeugbesitzer ohne private Lademöglichkeit einen regelmäßigen Ladeplatz – z. B. über die ggfs. kurze Zeit eines Einkaufs hinaus – zur Verfügung zu stellen. Aufgrund dieser Unterschiede zwischen öffentlichen und halböffentlichen Flächen, bietet sich eine Überprüfung einer Abgrenzung der relevanten Märkte mittels des im Kartellrecht gängigen hypothetischen Monopolistentests an, der z. B. auch von der Europäischen Kommission als Gedankenexperiment zum Zwecke der Marktabgrenzung eingesetzt wird.³¹¹ Danach wäre zu klären, ob durch Ladesäulen auf privaten Flächen eine hinreichende (Preis-)Disziplinierungswirkung für Ladesäulen am öffentlichen Straßenrand ausgeht. Ob die Angebote zu unterscheiden sind, ergibt sich dann als Antwort auf die Frage, ob ein hypothetischer Monopolist, der alle Ladeangebote im öffentlichen Parkraum kontrolliert, den Preis um mindestens 5 bis 10 Prozent über den Wettbewerbspreis erhöhen könnte. Aufgrund der höheren Flächenkosten bei halböffentlichen Ladeangeboten in Ballungsräumen und der Stellung gegenüber Nachfragern, die auf einen regelmäßigen öffentlichen Ladeplatz angewiesen sind, erscheint eine solche Preiserhöhung plausibel. Der danach bestehende Preissetzungsspielraum spräche somit für separate relevante Märkte für das Angebot an Lademöglichkeiten an öffentlichen Ladenpunkten einerseits und an halböffentlichen Ladepunkten andererseits.

263. Des Weiteren ist zu diskutieren, ob unterschiedliche elektrische Leistungen verschiedener Ladepunkte eine weitere Unterteilung des sachlich relevanten Marktes erfordern. Eine entsprechende Differenzierung könnte angebracht sein, weil die davon abhängige Ladegeschwindigkeit für einzelne Nachfrager ein mehr oder weniger relevantes Qualitätsmerkmal bei der Auswahl einer Ladesäule darstellt. Die unterschiedlichen Bedarfe lassen sich an zwei typisierten Beispielen illustrieren: Wer sein Auto über Nacht lädt, kann z. B. auch oft mit einer sehr niedrigen Ladegeschwindigkeit leben. Wer hingegen bei Fahrten über längere Distanzen zwischendurch nachladen muss, der wird meist gezielt nach Ladesäulen mit hoher Ladegeschwindigkeit suchen. Die unterschiedlichen Anforderungen sprechen eher für eine Unterscheidung der Märkte nach Ladegeschwindigkeit. Unklar ist allerdings, an welcher Stelle eine Grenzziehung zum Zwecke der Marktabgrenzung verlaufen sollte. Die Aufteilung gemäß der Ladesäulenverordnung, die Normalladepunkte (bis 22 kW Leistung) und Schnellladepunkte (über 22 kW Leistung) unterscheidet, erscheint vor allem an den Rändern recht grob, da Ladepunkte mit 22 kW und 42 kW dann zwar unterschiedliche Märkte darstellen, Ladepunkte mit 3,7 kW und 22 kW bzw. 42 kW und 350 kW jedoch nicht. Eine alternative Möglichkeit wäre eine Aufteilung in einen Markt für Ladepunkte mit 11 kW bis 50 kW, womit ein Teil öffentlich zugänglicher Ladepunkte eingeschlossen würde, der die Geschwindigkeit des Ladens an der Haushaltssteckdose klar überschreitet, und einen Markt für Ultra-Schnellladepunkte mit > 50 kW. Während grundsätzlich plausible Gründe für eine sachliche Aufteilung des Marktes nach Übertragungsleistung sprechen, kommen auf Basis der vorausgegangen Überlegungen verschiedene Leistungsgrenzen infrage. Ohne weitere empirische Fundierung kann eine konkrete Grenze nicht festgestellt werden.

264. Eine Aufteilung des sachlich relevanten Marktes könnte ebenfalls nach der Übertragungsform zwischen Gleich- oder Wechselstromanschlüssen oder nach dem angebotenen Ladestecker in Erwägung gezogen werden. Da Elektrofahrzeuge üblicherweise beide Ladeformen unterstützen, fällt eine gezielte Auswahl vor allem aufgrund einer höheren elektrischen Ladeleistung auf Gleichstromladesäulen. Schnellladepunkte stehen zudem nur als Gleichstromladepunkte zur Verfügung. Somit überschneiden sich die Gründe für eine mögliche Aufteilung des Marktes nach der Übertragungsform mit der zuvor diskutierten Aufteilung nach Übertragungsleistung, wobei die Abgrenzung nach Übertragungsleistung flexibler erscheint. Für eine Unterscheidung zwischen der Übertragungs-

³¹¹ Der hypothetische Monopolistentest ist ein Verfahren zur Marktabgrenzung, das sich international durchgesetzt hat. In Form des SSNIP-Tests findet er im EU-Kartellrecht Anwendung; vgl. EU-Kommission, Bekanntmachung über die Definition des relevanten Marktes im Sinne des Wettbewerbsrechts der Gemeinschaft, ABl. EG C 372/5 vom 9. Dezember 1997, Tz. 15 ff.

form könnten allerdings die geringeren Investitionskosten bei reinen Wechselstromladesäulen sprechen, die zudem dazu geführt haben, dass einzelne Anbieter diese Ladepunkte abweichend bepreisen. In Bezug auf eine Abgrenzung des Marktes nach dem angebotenen Ladestecker muss bedacht werden, dass sich eine Kompatibilität grundsätzlich auch über einen Adapter herstellen lässt. Insgesamt muss offenbleiben, ob der Ladesäulenmarkt eine Unterscheidung nach Stromform- oder Anschlussart erfordert.

Abgrenzung des räumlich relevanten Marktes

265. Auch die räumliche Marktabgrenzung ist für öffentliche und halböffentliche Ladepunkte zu klären. Zuweilen wird in der Literatur vertreten, dass die Märkte räumlich auf Ebene der Elektromobilitätsanbieter, d. h. der einzelnen Ladenetzwerke mit einheitlichen Zugangsmöglichkeiten, abzugrenzen seien.³¹² Tatsächlich geht es beim Angebot öffentlich zugänglicher Ladesäulen darum, ein konkretes Ladebedürfnis eines Nachfragers zu befriedigen, was als wesentliches Kriterium eine räumliche Nähe der Ladesäule zum Nutzer bedingt. Der Nutzer kann den Ladezeitpunkt dabei nur partiell durch vorausschauendes Laden steuern. Als Hilfestellung, welche Marktabgrenzung sich auf Basis des Entfernungskonzeptes anbietet, könnte auf die gegenwärtige Marktabgrenzung des Bundeskartellamts im Tankstellenmarkt zurückgegriffen werden. Diese basiert auf einem Erreichbarkeitsmodell des Bundesamtes für Bauwesen und Raumordnung.³¹³ In den Zusammenschlussfällen Shell/HPV³¹⁴ und Total/OMV³¹⁵ hatte das Bundeskartellamt für die Abgrenzung des räumlich relevanten Marktes als Richtwert für eine Region mit geringerer Bevölkerungs- und Infrastrukturdichte eine Fahrzeit von maximal 60 Minuten für vertretbar gehalten; im städtischen Umfeld eine Fahrzeit von maximal 30 Minuten. Vor allem der Fall Total/OMV, in dem eine Vielzahl von Tankstellen in mehreren Regionen betroffen war, lässt sich mit der verteilten Struktur des Ladesäulennetzes annähernd vergleichen. Hier wurde die Fahrzeit von 30 Minuten um den Ortsmittelpunkt verschiedener Städte zu Grunde gelegt, wobei zudem in einem Szenario je nach Entfernung eine stufenweise Gewichtung berücksichtigt wurde.³¹⁶ Übertragen auf die Märkte für Ladesäulen, könnte eine entsprechende räumliche Marktabgrenzung eine Clusterung in eine Vielzahl regionaler Zentren erfordern. Als geeignete Annäherung ließe sich für ganz Deutschland die Ebene der Landkreise und kreisfreien Städten heranziehen.

266. Allerdings kann infrage gestellt werden, ob die Abgrenzung im Tankstellenmarkt auf die Marktabgrenzung bei Ladesäulen übertragen werden kann. Ein relevanter Unterschied gegenüber Tankstellen besteht darin, dass der Ladevorgang erheblich mehr Zeit in Anspruch nimmt. Gegenüber dem Tankvorgang fällt hier der Anreiz weitaus stärker ins Gewicht den langwierigen Ladevorgang mit anderen Tätigkeiten verbinden zu können. Dies hat zur Folge, dass Ladesäulen womöglich nicht gezielt im größeren Umkreis angefahren werden, sondern in einem entsprechend kleinen räumlichen Bereich infrage kommen. Speziell am Beispiel von Nachfragern, die in Ermangelung privater Lademöglichkeiten auf öffentlich zugängliche Lademöglichkeiten nahe der eigenen Wohnung oder dem Arbeitsplatz zurückgreifen, wird die Bedeutung lokaler Konkurrenz deutlich. Der räumlich relevante Markt für das Laden des Kraftfahrzeugs könnte dadurch auch sehr klein ausfallen. Es kämen dann auch räumlich relevante Märkte infrage, die regionalen Clustern von – in Ballungszentren – wenigen 100 Metern entsprechen, weil die Kunden keine längeren Wege zur Ladesäule zurücklegen werden.

³¹² Weiss, in: Hoch, H., Haucap, J. (Hrsg.), Praxishandbuch Energiekartellrecht, 2018, Kap. 4 Tz. 187.

³¹³ Vgl. zum Erreichbarkeitsmodell die Webseite des Bundesamtes für Bauwesen und Raumordnung, https://www.bbr.bund.de/BBSR/DE/Raumb Beobachtung/UeberRaumb Beobachtung/Komponenten/Erreichbarkeitsmodell/erreichbarkeitsmodell_node.html.

³¹⁴ BKartA, Beschluss vom 7. März 2008, B8-134/07 – Shell/HPV.

³¹⁵ BKartA, Beschluss vom 29. April 2009, B8-175/08 – Total/OMV.

³¹⁶ Tankstellen, die vom Mittelpunkt des räumlichen Marktes innerhalb von 5 Minuten erreichbar sind, werden mit dem Faktor 4, die zwischen 5 bis 10 Minuten entfernt sind, mit dem Faktor 3, die zwischen 10 bis 20 Minuten entfernt sind, mit dem Faktor 2 und zwischen 20 bis 30 Minuten entfernt sind mit dem Faktor 1 multipliziert.

5.4 Wettbewerbsprobleme bei öffentlich zugänglichen Ladepunkten

267. Das Ziel dieser Untersuchung ist es, festzustellen, ob in der Leistungskette für die Abgabe an Elektrizität an Ladesäulen marktmachtbedingte Wettbewerbsprobleme bestehen. Zu diesem Zweck können auf den zuvor abgegrenzten Märkten sowohl indirekte als auch direkte Methoden für die Identifikation von Marktmacht eingesetzt werden. Eine Methode, die direkte Rückschlüsse auf mögliche Marktmacht erlaubt, ist der Preisvergleich zwischen dem Preisniveau auf einem untersuchten Markt und einem Vergleichsmarkt. Allerdings stellen sich bei der Anwendung solcher Preisvergleiche auf dem Markt für das Angebot von Strom an Ladesäulen verschiedene operationelle Probleme. Ein verlässlicher Preisvergleich müsste dazu auf einer einheitlichen Abrechnungseinheit basieren, wie es z. B. auf dem Markt für Tankstellen mit dem Preis je Liter Kraftstoff überwiegend der Fall ist. Auf den Märkten für das Laden von Elektrofahrzeugen erschwert jedoch die Vielzahl der Tarifsysteme den Vergleich. Durch das Wirksamwerden der Preisangabenverordnung lassen sich verbrauchsabhängige Tarifbestandteile seit April 2019 allerdings zumindest einheitlich auf die Abrechnungseinheit Kilowattstunde beziehen.³¹⁷ Das Problem beim Vergleich mehrteiliger Tarife bleibt jedoch weiterhin bestehen.³¹⁸

268. Trotz methodischer Schwierigkeiten hat zuletzt der Statistikdienstleister Statista im Auftrag des Energieversorgers Lichtblick (der selbst bisher keine Ladesäulen betreibt) für das Jahr 2019 einen Tarifvergleich erstellt und für mehrere Anbieter auf kWh normierte Preise für einen bestimmten Verbrauchsfall ausgewiesen (vgl. Abbildung 5.2).³¹⁹ Danach liegen einzelne Tarife an Ladesäulen teilweise erheblich über dem Preis für Haushaltsstrom, den das Unternehmen mit 30,4 Cent pro Kilowattstunde angibt. Die Darstellung erfasst allerdings nur den Preis für den Ad-hoc-Zugang an den Ladesäulen ausgewählter Anbieter. Neben den in der Abbildung dargestellten Betreibern wurden zudem die Unternehmen „Stadtwerke Leipzig“ und die „Rheinenergie“ in dem Vergleich aufgeführt, die zum Zeitpunkt der Untersuchung an ihren Ladesäulen den Strom kostenlos abgaben. Allerdings ist der Befund eines höheren Strompreises an Ladesäulen in Vergleich zu dem Preis für Haushaltsstrom als Indikator für Marktmacht eher unzuverlässig. Anzunehmen ist, dass sich auch im Fall eines wirksamen Wettbewerbs eine Differenz zum Haushaltsstrompreis einstellen würde, da der Energielieferant an einer Ladesäule im Unterschied zum Haushaltsstromversorger auch die vorzuhaltende Infrastruktur finanzieren muss. Ohnehin ist der Markt für privates Laden (mit Haushaltsstrom) von den Märkten für öffentliches Laden zu unterscheiden.³²⁰ Ein Indikator für mögliche Marktmacht könnte allenfalls in erheblichen Preisunterschieden zwischen mehreren Betreibern von Ladesäulen zu suchen sein, wenn diese auf einem Wettbewerbsmarkt nur in begrenztem Umfang zu erwarten wären.

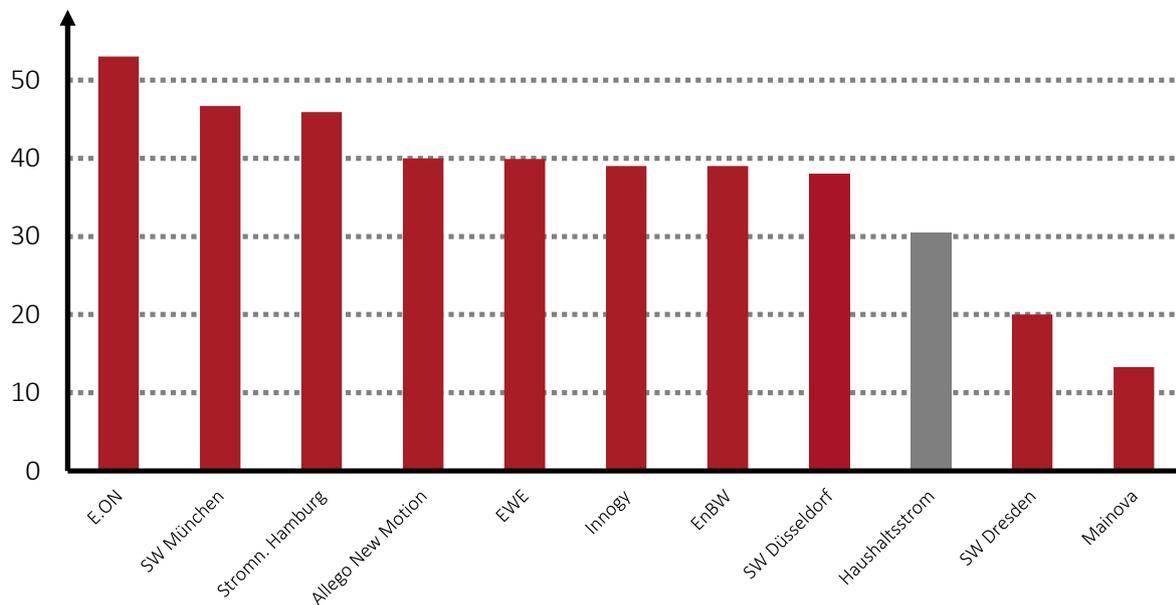
269. Aufgrund der methodischen Probleme bei der direkten Messung von Marktmacht im Stromgeschäft mit Ladesäulen, wird für eine weiterführende Analyse auf das Konzept der indirekten Erfassung von Marktmacht über die Marktstruktur zurückgegriffen. Letzterer Ansatz stellt zugleich eine bewährte Grundlage für kartellrechtliche Untersuchungen von Märkten dar, um die Wettbewerbsverhältnisse zu bewerten. Die Bedeutung der marktstrukturellen Analyse ergibt sich auch direkt aus dem deutschen Wettbewerbsrecht, wo in § 18 Abs. 4 GWB eine Vermutung für die Einzelmarktbeherrschung normiert ist. Danach wird (widerleglich) vermutet, dass ein Unternehmen einen Markt beherrscht, d. h. ökonomisch betrachtet über eine erhebliche Marktmacht verfügt, wenn es einen Marktanteil von mindestens 40 Prozent hat.

³¹⁷ Vgl. Tz. 256 ff.

³¹⁸ Die Vergleichbarkeit mehrteiliger Tarife stellt eines der Grundprobleme des Vergleichs von Entgelten nach dem Vergleichsmarktkonzept dar. Vgl. hierzu auch: Monopolkommission, XX. Hauptgutachten, Eine Wettbewerbsaufsicht für die Finanzmärkte, 2014, Tz. 1208.

³¹⁹ Hierbei ist bereits die Normierung auf einen konkreten Verbrauchsfall problembehaftet, da durch die Zusammensetzung verschiedener Tarife aus Grund- und Arbeitspreis sich der tatsächliche Vergleichspreis zwischen verschiedenen Verbrauchsfällen unterscheiden kann.

³²⁰ Vgl. Tz. 260.

Abbildung 5.2: Vergleich der Strompreise an Ladesäulen ausgewählter Betreiber im Jahr 2019 (Cent/kWh)

Anmerkungen: Preis für eine Tankfüllung pro kWh für 100 km mit einem BMW i3 (ca. 15 kWh); SW = Stadtwerke.

Quelle: Statista

270. Für die nachfolgende statistische Analyse wurden Daten des Ladesäulenregisters der Bundesnetzagentur mit Stand Mai 2019 ausgewertet. Methodisch wurden aus den vorliegenden Daten die Marktanteile als Anteil an den Ladepunkten ermittelt, die die jeweils größten Betreiber von Ladesäulen in den relevanten Märkten besitzen. Die Ergebnisse lassen erste Rückschlüsse auf die Marktmacht beim Angebot von Strom für Ladevorgänge zu. Grundlage der Untersuchung der Marktanteile ist die in Abschnitt 5.3 vorgenommene Analyse der relevanten Märkte. Um sich den räumlich abzugrenzenden regionalen Märkten anzunähern, wurde eine Zuordnung der Ladesäulen zu kleineren Regionen (i. d. R. Landkreisen) auf Basis der NUTS3-Klassifizierung (Version 2016) der amtlichen Statistik der Europäischen Union vorgenommen. In sachlicher Hinsicht wurde zwischen den Märkten für ein Angebot an Lademöglichkeiten an öffentlichen und an halböffentlichen Ladepunkten unterschieden.³²¹ Eine Auswertung der Marktanteile des Ladesäulenregisters lässt jedoch nur eine gemeinsame Auswertung aller öffentlich zugänglichen Ladepunkte zu. Für eine Unterscheidung fehlt es in den Daten an einer Information, ob sich der Ladepunkt auf öffentlicher Fläche befindet. Zur weiteren Unterscheidung des sachlich relevanten Marktes wird insbesondere eine Teilung nach der elektrischen Ladeleistung erwogen. Neben einem Szenario 1, in das sämtliche öffentlich zugängliche Ladepunkte einbezogen wurden, wurde dazu ein Szenario 2 für Normalladepunkte mit einer elektrischen Leistung bis 22 kW, ein Szenario 3 für Schnellladepunkte mit einer elektrischen Leistung über 22 kW und ein Szenario 4 für sich vom Haushaltsstrom und am Mittelspannungsnetz abgrenzende Ladepunkte zwischen 11 und 53 kW berechnet.

271. Tabelle 1.1 zeigt die durchschnittliche Konzentrationsrate CR1 für die untersuchten Landkreise in Deutschland, differenziert nach möglichen Szenarien für die sachliche Marktsegmentierung. Die CR1-Konzentrationsrate gibt den Anteil der bei der Bundesnetzagentur registrierten Ladepunkte in einem Landkreis an, der auf den größten Anbieter entfällt.³²² Dieser Anteil entspricht zugleich dem für die Ladepunkte berechneten Marktanteil. Alternativ wurden auch auf Standorte bezogene Szenarien zur Berechnung der Marktanteile herangezogen. In allen Szenarien

³²¹ Vgl. Tz. 262.

³²² Die errechneten CR1-Konzentrationsraten beziehen sich auf den entsprechenden Marktanteil der größten Betreibergesellschaft. Untersucht wurde nicht, ob der jeweilige Betreiber entsprechend § 36 Abs. 2 GWB ggfs. zusätzlich mit anderen Betreibern im Markt verbunden ist. Deshalb kann die Konzentrationsrate aus kartellrechtlicher Sicht im Einzelfall höher liegen als ausgewiesen.

rien liegt der berechnete Bundesdurchschnitt für den Marktanteil des größten Betreibers deutlich oberhalb von 50 Prozent. Dies gilt unabhängig davon, ob die Marktanteile nochmals einwohnergewichtet werden, um die Situation innerhalb von Ballungsräumen mit vielen Ladepunkten gezielter abzubilden. Die Auswertung der Daten nach dem beschriebenen Konzept belegt somit eine relativ hohe Konzentration der Ladesäulen einzelner Anbieter in den unterschiedlichen Landkreisen. Insgesamt liegt der Anteil der Landkreise, in denen ein Anbieter mit seinem Marktanteil die Marktbeherrschungsvermutung überschreitet bei durchweg über 70 Prozent, bei Schnellladepunkten über 90 Prozent. Abbildung 1.3 zeigt die genaue Verteilung über die Landkreise für das Szenario 1, wobei in den rot gefärbten Landkreisen der Marktanteil oberhalb der Marktbeherrschungsvermutung des § 18 Abs. 4 GWB liegt. Entsprechende Karten mit weiteren Szenarien sind im Anhang beigelegt.

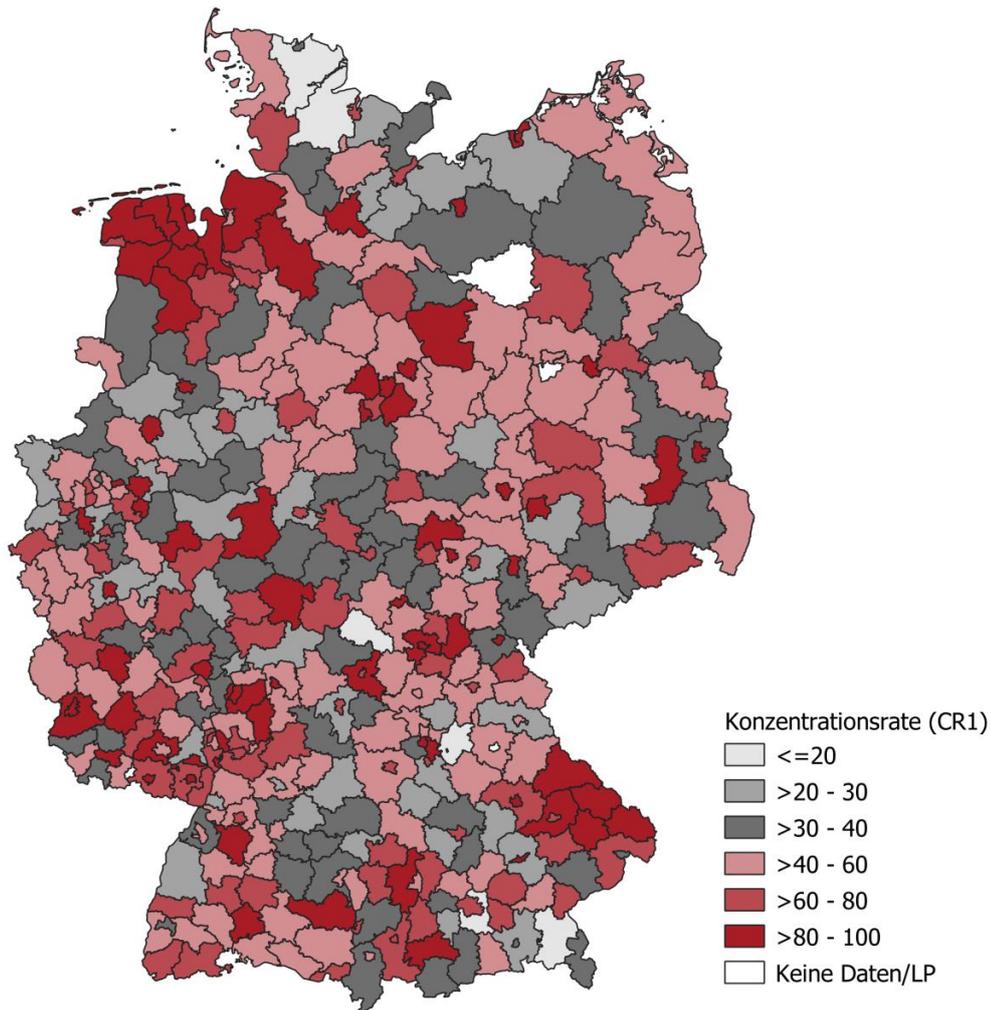
Tabelle 5.1: Marktanteile und Konzentrationswerte der größten Anbieter (CR1) öffentlich zugänglicher Ladepunkte nach Landkreisen

	Szenario 1 (alle Ladepunkte)	Szenario 2 (Normalladepunkte)	Szenario 3 (Schnellladepunkte)	Szenario 4 (11 – 50 kW)
CR1 (Ladepunkte) \emptyset	56,34	60,47	75,88	56,42
CR1 (Ladepunkte) median	51,06	57,14	80	52,63
CR1 (Ladepunkte) \emptyset - einwohnergewichtet -	57,71	61,08	56,46	57,68
CR1 (Standorte) \emptyset	55,14	59,39	75,58	55,73
CR1 (Standorte) \emptyset - einwohnergewichtet -	56,94	55,56	56,39	55
Anteil CR1 (Ladep.) > 40	72,54	78,84	94,71	71,79
Anteil CR1 (Ladep.) > 40 - einwohnergewichtet -	72,48	77,6	85,48	71,56

Anmerkungen: Der CR1 (Ladepunkte) normiert den Marktanteil des größten Betreibers in einem Landkreis anhand seines Anteils an den dort jeweils vorhandenen Ladepunkten (pro Standort ggfs. mehrere); CR1 (Standorte) normiert den Marktanteil, indem der Anteil des größten Betreibers an den verfügbaren Ladestandorten berücksichtigt wird; \emptyset bezeichnet das arithmetische Mittel.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf: Bundesnetzagentur, Ladesäulenregister, Stand: 9. Mai 2019

272. Darüber hinaus sprechen mehrere Aspekte dafür, dass die Konzentration noch höher läge, wenn eine noch feinere Differenzierung der Daten auf die relevanten Märkte vorgenommen werden könnte. Dies betrifft zum einen die räumliche Marktabgrenzung, die hier aus Vereinfachungsgründen auf Landkreisebene und damit ungefähr nach Vorbild des Tankstellenmarktes erfolgt ist. Wie in Abschnitt 1.3 beschrieben, lässt sich argumentieren, dass die Abgrenzung des räumlich relevanten Marktes auch erheblich kleiner ausfallen könnte, als dies bei Zugrundelegung der Landkreisebene der Fall ist. Dies würde die Zahl der Ladepunkte je räumlich relevantem Markt reduzieren und tendenziell – aufgrund des oftmals gebietsweise vorzufindenden Ausbaus von Ladepunkten durch einzelne Anbieter – zur Ausweisung noch höherer Konzentrationsraten führen. Auch die hypothetische Aufteilung des sachlich relevanten Marktes in jeweils einen Markt für öffentliche und halböffentliche Ladepunkte ließe eine noch stärkere Konzentration erwarten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass insbesondere der Aufbau von Ladepunkten auf öffentlicher Fläche durch die Kommunen kontrolliert wird.

Abbildung 5.3: Marktanteile der größten Betreiber von Ladepunkten nach Landkreisen (NUTS3)

Anmerkung: Die Konzentrationsrate entspricht dem Marktanteil des größten Anbieters in einem Landkreis (NUTS3) gemessen an seinem Anteil an verzeichneten Ladepunkten gegenüber allen Ladepunkten. In den weiß gefärbten Landkreisen waren im Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur keine Ladepunkte verzeichnet.

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung basierend auf: Bundesnetzagentur, Ladesäulenregister, Stand: 9. Mai 2019

273. Gerade die Einflussnahme auf Ebene der Kommunen führt oftmals dazu, dass die auf der Endkundenebene vorzufindende Konzentration der Märkte für das Laden von Elektrofahrzeugen begünstigt werden kann. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass in den letzten Jahren viele kommunale Gebietskörperschaften, insbesondere Großstädte, damit begonnen haben, sich beim Aufbau von Ladeinfrastruktur selbst zu engagieren. Ursächlich dafür war im Wesentlichen, dass der privatwirtschaftlich getriebene Aufbau von Ladenetzen in den letzten Jahren nur langsam voranschritt und hinter den selbst gesetzten Zielen zurückblieb. Vor diesem Hintergrund haben verschiedene Kommunen Verträge mit einzelnen Betreibern über den Aufbau von Ladesäulen geschlossen. In der Praxis verfolgen die Kommunen beim Abschluss solcher Verträge sehr unterschiedliche Konzepte. Dies betrifft z. B. die Art der Vergabe (förmliche Vergabeverfahren / Inhouse- bzw. Direktvergaben an Netzbetreiber),³²³ inhaltliche

³²³ Die Vergabe an Verteilernetzbetreiber wird aufgrund von Art. 33 der jüngst verabschiedeten Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, ABl. EU L 158/125 vom 14. Juni 2019) zukünftig voraussichtlich nur noch unter engen Voraussetzungen – sofern überhaupt – möglich sein. Art. 33 Abs. 2 der Richtlinie sieht vor, dass Verteilernetzbetreiber grundsätzlich weder Eigentümer von Ladepunkten sein noch solche entwickeln, verwalten oder betreiben dürfen. Art. 33 Abs. 3 der Richtlinie bestimmt, dass die Mitgliedstaaten eine Ausnahme von diesem Verbot vorsehen können. Da-

Vorgaben (Losgrößen, Design der Ladesäulen, Abrechnungsverfahren), die Laufzeiten, Eigentumsfragen (verbleibt die Ladesäule nach Ablauf der Vertragsbeziehung im Eigentum der Stadt oder des Betreibers), eine Mischung privatrechtlicher und öffentlich-rechtlicher Vertragsbestandteile im Rahmen eines öffentlich-rechtlichen Vertrags (z. B. durch die Zusage Ladesäulen auf privater und öffentlicher Fläche zu errichten und im Gegenzug für letztere Sondernutzungserlaubnisse zu erteilen) und die Finanzierungsbedingungen, nach denen der Aufbau erfolgen soll. In der Praxis haben in den letzten Jahren viele Städte für den Aufbau der Ladesäuleninfrastruktur Verträge mit einem einzelnen Betreiber geschlossen. Dieser verpflichtet sich typischerweise dazu, in einem bestimmten Zeitraum eine vereinbarte Zahl von Ladesäulen aufzustellen. Die Vereinbarung kann neben den Ladesäulen auf öffentlicher Fläche auch Ladepunkte auf privater Fläche einschließen. Tabelle 5.2 gibt eine Übersicht über öffentlich bekannte Informationen der von einzelnen kommunalen Gebietskörperschaften gewählten Aufbaukonzepte, die zum Teil einzelne Betreiber begünstigen.

Tabelle 5.2: Beispiele unterschiedlicher städtischer Konzepte zum Aufbau und Betrieb von Ladeinfrastruktur

	Betreiber	Laufzeit	Sonstiges
<i>Öffentliche Ausschreibung und Vergabe einer Konzession zum Ausbau/Betrieb</i>			
Berlin	Niederländisches Konsortium (The New Motion, Allego, Alliander AG)	5,5 Jahre	Konzessionär erhält Zuschüsse von der Stadt
Hannover	enercity AG (75% Anteilseigner ist die Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft mbH. Diese ist eine gemeinsame Holding der Stadt und Region Hannover)	8 Jahre	Stadt Hannover bevorzugt den Aufbau von Ladesäulen auf halböffentlichem Raum. Ist dies nicht möglich, dann gewährt die Stadt der Enercity eine Sondernutzungserlaubnis für den Aufbau im öffentlichen Raum
Aalen	Stadtwerke Aalen GmbH (Dienstleistungsunternehmen der Stadt Aalen)	19,5 Jahre	Konzessionsabgabe in Höhe und Umfang wie im aktuellen Konzessionsvertrag für Strom; Konzessionär muss jedem Stromlieferanten einen diskriminierungsfreien Zugang zu den Ladeeinrichtungen gegen ein angemessenes Entgelt gewähren
<i>Ausbau und Betrieb der öffentlichen Ladeinfrastruktur durch Netzbetreiber als Drittgeschäft</i>			
Braunschweig	BS Energie (25,1% Anteilseigner ist die städtische Tochtergesellschaft Stadtwerke Braunschweig GmbH)	20 Jahre	Vergabe zusammen mit Netzkonzession
Hamburg	Stromnetz Hamburg GmbH (100%-ige Tochter der Freien und Hansestadt Hamburg)		Inhouse-Vergabe

nach muss der Tätigkeit eines Verteilernetzbetreibers im Sinne des Absatzes 2 ein offenes, transparentes und diskriminierungsfreies Ausschreibungsverfahren des Verteilernetzbetreibers, das von der Regulierungsbehörde vorab überprüft und genehmigt wurde, vorausgegangen sein. Auch in diesem Fall darf der Verteilernetzbetreiber die Ladepunkte nur auf Basis des Zugangs Dritter betreiben. In diesem Zusammenhang stellt sich eine Reihe schwieriger Folgefragen der Zugangs- und Entgeltregulierung von Ladesäulen, die allgemein in Abschnitt 5.6 angesprochen werden. Die Richtlinie bedarf noch der Umsetzung in das nationale Recht.

München	Stadtwerke München GmbH (100%-ige Tochter der Stadt München)	3 Jahre	Inhouse-Vergabe; Standortvorgabe durch Stadt; Bereitstellung umfangreicher Fördermittel im Rahmen des städtischen Förderprogramms
Köln	Stadtwerke Köln GmbH (100%-ige Tochter der Stadt Köln)	6-10 Jahre	Inhouse-Vergabe; Preisgestaltungsfreiheit des Betreibers; Finanzierung für den Aufbau der Ladeinfrastruktur durch die Stadt; Konzession als exklusives Recht
Kulmbach	Aufbau und Betrieb durch die Stromnetz Kulmbach GmbH & CO. KG (51% Anteilseigner sind die Stadtwerke Kulmbach und mit 49% Bayernwerk Netz GmbH)	20 Jahre	Strom zunächst kostenlos von den Stadtwerken; für Nutzer fallen nur Parkgebühren an
<i>Rein standortbezogene Genehmigungen (Sondernutzung)</i>			
Essen		10 Jahre	Aufteilung Stadtgebiet in Kacheln (200m x 200m); Sondernutzungserlaubnis umfasst das Aufstellen einer Ladesäule in einer genehmigten Kachel; Entscheidung über konkurrierende Anträge per Los; Anträge auf bereits vergebene Standorte werden abgelehnt (vorbehaltlich der Nachverdichtung)
Frankfurt am Main			keine Verwaltungsgebühr und keine Gestattungsgebühr; zeitliche Befristung der Parkdauer auf den Zeitraum des Ladevorgangs

Quellen: öffentlich verfügbare Angaben aus Pressemitteilungen, Medienberichten und Konzessionsverträgen

274. In Abhängigkeit vom konkreten Vorgehen der Kommunen kann es aus mehreren Gründen auf den nachgelagerten Märkten für das Laden zu einer Konzentration der Angebote auf das des kommunalen Vertragspartners kommen. Gründe für eine faktische Konzentration sind u. a. die rechtlichen Zugangsvoraussetzungen für einen (potenziellen) dritten Betreiber von Ladesäulen, der zu dem bestehenden Vertragspartner der jeweiligen Kommune in Konkurrenz treten wollte. Jeder neue Betreiber muss beim Aufbau neuer Ladepunkte verschiedene rechtliche Vorgaben beachten. Dazu gehört etwa, dass dieser mit dem örtlichen Netzbetreiber einen Netzanschlussvertrag (NAV) schließen muss. Der Netzbetreiber ist allerdings gemäß § 17 EnWG zum Netzanschluss verpflichtet, soweit nicht technische Gründe der Installation entgegenstehen. Wird eine Ladesäule auf der öffentlichen Verkehrsfläche installiert, so ist des Weiteren eine straßen- und wegerechtliche Sondernutzungserlaubnis erforderlich.³²⁴ Diese wird von den Kommunen üblicherweise für einen Zeitraum von mehreren Jahren erteilt. Die Erteilung einer Sondernutzungserlaubnis durch die Kommunen an weitere Anbieter wird mitunter mit dem Hinweis darauf verweigert, dass bereits mit einem anderen Anbieter ein Vertrag über den Aufbau der Ladesäuleninfrastruktur geschlossen worden ist. Dabei berufen sich die Kommunen insbesondere auf verkehrsrechtliche Probleme bei der Ausstellung weiterer Sondernutzungserlaubnisse. Ein in diesem Zusammenhang vorgebrachter Aspekt betrifft die gewöhnlich mit der Sondernutzungserlaubnis verbundene Widmung des öffentlichen Parkraums für das Tanken von Elektromobilitätsfahrzeugen. Mit der Vergabe weiterer Sondernutzungserlaubnisse, d. h. über die bestehende vertragliche Vereinbarung mit dem anderen Anbieter hinaus, sei eine zusätzliche Verknappung des Raumes zum

³²⁴ Vgl. hierzu noch Abschnitt 5.5.

reinen Parken auch für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor verbunden. Ein Fall, in dem es mit der Erteilung der Erlaubnis Probleme gab, betrifft die Stadt Berlin. Berlin hat auf Basis einer Ausschreibung Anfang des Jahres 2015 den weiteren Aufbau der Ladesäuleninfrastruktur an ein niederländisches Konsortium mit der Allego GmbH als Betreiber vergeben. In der Folge gab es verschiedene Streitigkeiten mit sonstigen Bestands- und Neubetreibern, denen die Vergabe bzw. Verlängerung von Sondernutzungserlaubnissen nicht oder nur unter erheblichen Auflagen erteilt wurde. Dabei berief sich die Stadt – neben verkehrsrechtlichen Aspekten – darauf, dass vor dem Hintergrund der bereits mit der Allego GmbH vereinbarten umfangreichen Konditionen ein Interesse an der Einheitlichkeit sowohl des Ladevorgangs als auch der Ladesäulen selbst bestehe und dieses Interesse im Fall eines zusätzlichen Angebots weiterer Ladesäulenbetreiber nicht gewahrt werde.

275. Eine Konzentration der Ladesäulen innerhalb einer Kommune kann ferner auch dadurch begünstigt werden, dass ein Vertragspartner der Kommune durch den Vertragsschluss ergänzende Refinanzierungsmittel erhält. Finanzierungsstellen werden im Rahmen solcher Verträge z. B. dadurch wirksam, dass sich die Kommune an den Installations- oder Betriebskosten der Ladesäulen beteiligt bzw. Fördermittel bewilligt.³²⁵ Ein solcher Kostenvorteil des kommunalen Vertragspartners kann gegenüber anderen Ladesäulenbetreibern auch dann entstehen, wenn durch den Vertragsschluss mit der Kommune der Zugang zu Fördermitteln verbunden ist. Dritte Betreiber haben somit unmittelbare Nachteile beim Marktzugang, wenn diese nicht die Möglichkeit haben, an vergleichbare Refinanzierungsmittel für den Aufbau konkurrierender Ladesäulen zu gelangen.

276. Durch die Kontrolle über die öffentliche Fläche kontrollieren Kommunen faktisch den Zugang zum Markt für öffentliche Ladesäulen. Es kann daher in der Regel von einer dominierenden Marktstellung der Kommunen auf dieser Vorleistungsebene ausgegangen werden.³²⁶ Wenn die Kommunen aus dieser Marktstellung heraus eine Marktstruktur auf den nachgelagerten Märkten begünstigen, die dort zur Dominanz einzelner Betreiber von Ladesäulen führt, kommt es dort zu nachteiligen Wettbewerbsverhältnissen. Dies kann in überhöhten (suprakompetitiven) Preisen für Ladestrom an den örtlichen Ladesäulen zum Ausdruck kommen. Die Kommunen haben die Möglichkeit, die durch diese Preissetzung möglichen Renten im Rahmen der Verträge mit den Ladesäulenbetreibern ihrerseits abzuschöpfen. Denn bei den Verhandlungen einer Kommune mit einem Betreiber wird dieser seine zu erwartende Rendite aus dem Ladestromgeschäft bei seinem Angebot berücksichtigen. Durch die Vergabe an einen einzelnen Betreiber von Ladesäulen hat eine Kommune somit den Vorteil, ein besseres Angebot etwa bei den Finanzierungsbedingungen der Ladesäulen zu erzielen. Langfristig ist zudem vorstellbar, dass sich die Finanzierungsverhältnisse umkehren, d. h. nicht die Kommunen Finanzierungsmittel an die Ladesäulenbetreiber leisten, sondern sie für die Zurverfügungstellung der öffentlichen Fläche Konzessionsabgaben erheben können. Dann wäre es der Kommune auch möglich, durch eine Konzentration der Betreiber von Ladesäulen unmittelbar an den Renten auf der Endkundenebene zu profitieren.

³²⁵ Wird eine solche Finanzierung seitens der Kommune selektiv einem bestimmten Unternehmen gewährt, etwa im Wege der In-house-Vergabe, könnte es sich um eine gemäß Art. 107 Abs. 1 AEUV unzulässige staatliche Beihilfe handeln. Allerdings fällt eine staatliche Maßnahme nur dann in den Anwendungsbereich dieser Vorschrift, wenn sie als Vorteil für das begünstigte Unternehmen angesehen werden kann. Dies ist jedenfalls dann nicht der Fall, wenn die gewährten Mittel lediglich dazu dienen, dem Unternehmen die Kosten, die diesem bei der Erfüllung einer Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse im Sinne des Art. 106 Abs. 2 AEUV entstehen, auszugleichen. Hierbei sind im Einzelfall die vom EuGH entwickelten sog. Altmark-Kriterien zu beachten; vgl. EuGH, Urteil vom 24. Juli 2003, C-280/00 – Altmark Trans und Regierungspräsidium Magdeburg, ECLI:EU:C:2003:415, Rz. 83 ff. Ferner ist nach Art. 107 Abs. 1 AEUV insbesondere erforderlich, dass die staatliche Maßnahme den Handel zwischen den Mitgliedstaaten beeinträchtigt.

³²⁶ Es handelt sich hierbei um den in Abschnitt 5.3 abgegrenzten Markt für die Vergabe von Verträgen über Aufstellung von Ladesäulen durch die Kommunen und für den Zugang zur öffentlichen Verkehrsfläche. Ob es sich im rechtlichen Sinne in jedem Fall um unternehmerisches Handeln im Sinne des Kartellrechts handelt, wird im folgenden Abschnitt diskutiert. Die Frage, ob tatsächlich alle Kommunen über eine marktbeherrschende Stellung auf dem entsprechenden Markt besitzen, hängt auch von der räumlichen Marktabgrenzung ab. Bei der Abgrenzung nach Landkreisen bilden oftmals mehrere kleinere Kommunen zusammen einen relevanten Markt. Bei einer feineren Marktabgrenzung lässt sich ggfs. jede Kommune als eigener Markt definieren.

5.5 Kartellrechtliche Aspekte der Vergabe des Rechts zur Aufstellung sowie zum Betrieb von Ladesäulen im öffentlichen Verkehrsraum

277. Fraglich ist, ob bei der Vergabe des Rechts zur Aufstellung sowie zum Betrieb von Säulen für das elektrische Laden von Fahrzeugen kartell- bzw. vergaberechtliche Regelungen zur Anwendung gelangen können. Die verschiedenen Ladesäulenbetreiber könnten ihre potenziell marktbeherrschende Stellung auf den Märkten für das elektrische Laden gegenüber den Kunden ausnutzen, etwa durch das Verlangen überhöhter Preise.³²⁷ Beruht die Marktstellung allerdings auf Verträgen zwischen den Betreibern von Ladesäulen und kommunalen Gebietskörperschaften, dann entsteht der Monopolpreis auf Basis des Verhaltens auf diesem vorgelagerten Markt.

278. Es erscheint daher wirksamer, die Risiken für überhöhte Preise von vornherein strukturell im Zusammenhang mit der Rechtevergabe der Kommunen zu minimieren. Vor dem Hintergrund, dass die Kommune durch einen Vertrag einem Ladesäulenbetreiber in vielen Fällen de facto exklusive Rechte einräumt, könnte durch die Anwendung kartell- bzw. vergaberechtlicher Regeln – neben dem allgemeinen Gleichbehandlungsgebot aus Art. 3 GG – die faktische Monopolisierung des Marktes und die mögliche Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung der Kommune vermieden werden. Um eine Monopolisierung der nachgelagerten Märkte für das elektrische Laden zu verhindern, müssten die Kommunen das Recht zur Aufstellung und zum Betrieb der Ladesäulen in – möglichst kleine – Lose aufteilen, anstatt es ausschließlich an ein Unternehmen zu vergeben.³²⁸ Hierzu könnten sie bereits durch das Vergaberecht angehalten sein. Die vergaberechtlichen Grundsätze sehen nicht nur ein wettbewerbliches und transparentes (§ 97 Abs. 1 Satz 1 GWB) sowie diskriminierungsfreies (§ 97 Abs. 2 GWB) Verfahren vor. Für die Vergabe von öffentlichen Aufträgen ist zur Wahrung von mittelständischen Interessen die Aufteilung in Lose sogar ausdrücklich vorgeschrieben, wovon nur abgewichen werden darf, wenn wirtschaftliche oder technische Gründe dies erfordern (§ 97 Abs. 4 GWB).

279. Die Anwendbarkeit des Vergaberechts ist jedoch nicht in jedem Fall eindeutig zu bejahen. Zwar könnte vorliegend die Vergabe einer Dienstleistungskonzession im Sinne des § 105 Abs. 1 Nr. 2 GWB in Rede stehen.³²⁹ Da der Betrieb der Ladesäulen aus wirtschaftlicher Sicht derzeit (noch) unattraktiv ist, zahlt das Unternehmen kein Entgelt für das Recht zur Aufstellung sowie zum Betrieb der Ladesäulen an die Kommune, sondern es erhält – im Gegenteil – von der Kommune im Einzelfall sogar eine finanzielle Gegenleistung hierfür, kann aber dennoch das erwor-

³²⁷ Zwar könnte ein solcher Preishöhenmissbrauch durch den Ladesäulenbetreiber wegen der Ausnutzung seiner marktbeherrschenden Stellung nach § 19 Abs. 2 Nr. 2 GWB untersagt werden; vgl. zur rechtlichen Einordnung des in Rede stehenden Verhaltens noch Tz. 280. Ein kartellbehördliches Vorgehen gegen den jeweiligen Ladesäulenbetreiber wäre allerdings wettbewerbspolitisch nicht unbedingt geboten und zudem auch mit praktischen Problemen verbunden. So würde eine kartellrechtlich durchgesetzte Preissenkung bei einem marktbeherrschender Ladesäulenbetreiber die Anreize für potenzielle Wettbewerber reduzieren, in den Markt einzutreten. Praktisch müsste die Kartellbehörde zudem eine Vielzahl unterschiedlicher Fälle, einschließlich der jeweils handelnden Unternehmen und ihrer Kostenstrukturen, überprüfen. Das Handeln der Kartellbehörde wäre zudem stets eine laufende Ex-post-Kontrolle von jeweils möglicherweise bereits überhöhten Preisen; der Eintritt eines entsprechenden Schadens könnte – zumindest bei einigen Kunden – so nicht mehr verhindert und allenfalls im Nachhinein auf dem Zivilrechtsweg ausgeglichen werden.

³²⁸ Theoretisch denkbar sind alternativ dazu Vorgaben seitens der Kommunen für die Gestaltung der Endverkaufspreise der Ladesäulenbetreiber auf dem nachgelagerten Markt. Kartellrechtlich sind Vereinbarungen über Verkaufspreise zwischen selbstständigen Unternehmen jedoch nur in beschränktem Umfang zulässig. Während die Vorgabe von Höchstverkaufspreisen grundsätzlich in Betracht kommt, stellen Vereinbarungen über Fest- oder Mindestverkaufspreise nur schwer zu rechtfertigende Wettbewerbsbeschränkungen im Sinne von Art. 101 AEUV und § 1 GWB dar (für Vertriebsverträge vgl. auch Art. 4 lit. a VO (EU) Nr. 330/2010). Dahin stehen kann, ob vor diesem Hintergrund vereinbart werden dürfte, dass die Verkaufspreise auf einem „marktüblichen Niveau“ (oder ähnlich) liegen sollen. Denn eine entsprechende Vorgabe wäre ohnehin sehr vage, sodass sie sich kaum für die Praxis eignen würde.

³²⁹ Trägt der Konzessionsnehmer das wirtschaftliche Risiko, weil die Einnahmen aus der Verwertung der Dienstleistung seine Ausgaben möglicherweise nicht decken, handelt es sich gemäß § 105 Abs. 2 GWB um eine Konzession und nicht um einen öffentlichen Auftrag im Sinne des § 103 GWB. Bei der Einräumung eines Rechts könnte es zudem an der „Beschaffung“ einer Leistung durch einen öffentlichen Auftraggeber im Sinne des § 103 Abs. 1 GWB fehlen; vgl. Csaki, in: Byok/Jaeger (Hrsg.), Vergaberecht, 4. Aufl. 2018, § 103 GWB Tz. 12. Der Betrieb der Ladesäule dürfte gegenüber ihrer Aufstellung, die unter Umständen als Erbringung einer Bauleistung anzusehen sein könnte, im Vordergrund stehen, sodass hier gemäß § 110 Abs. 1 Satz 2 GWB von einer Dienstleistungskonzession im Sinne des § 105 Abs. 1 Nr. 2 GWB (und nicht von einer Baukonzession im Sinne des § 105 Abs. 1 Nr. 1 GWB) auszugehen ist.

bene Recht wirtschaftlich verwerten. Eine solche Konstellation ist indes in § 105 Abs. 1 Nr. 2 Halbsatz 2 GWB vorgesehen, der bestimmt, dass „die Gegenleistung entweder allein in dem Recht zur Verwertung der Gegenleistung oder in diesem Recht zuzüglich einer Zahlung“ bestehen kann. Allerdings ist die weitere – bei der Dienstleistungskonzession ungeschriebene – Voraussetzung, dass es sich um einen Beschaffungsvorgang handeln muss, vorliegend fraglich. Zwar erbringt das Unternehmen, indem es die Ladesäulen aufstellt und betreibt, eine Tätigkeit, bei der die Kommune als Nachfragerin auftritt. An dem in diesem Zusammenhang erforderlichen unmittelbaren wirtschaftlichen Interesse des Konzessionsgebers – und damit an einer Leistungs-Gegenleistungs-Konstellation³³⁰ – könnte es in Bezug auf die Kommunen aber jedenfalls solange fehlen, wie das Unternehmen für das Recht zur Aufstellung und zum Betrieb der Ladesäulen noch kein Entgelt an die Kommune zahlt. Außerdem könnte in Fällen, in denen – gerade kleinere – Städte das Recht zur Aufstellung und zum Betrieb von Ladesäulen vergeben, der Schwellenwert in Höhe von 5.548.000 Euro³³¹ für die Anwendbarkeit des förmlichen Vergabeverfahrens auf Konzessionen nicht erreicht sein.

280. Zu prüfen ist deshalb, ob die Kommunen bei der Vergabe des Rechts zur Aufstellung sowie zum Betrieb von Ladesäulen auch an die kartellrechtlichen Grundsätze, insbesondere das Gebot der Durchführung eines diskriminierungsfreien, transparenten und wettbewerblichen Verfahrens, gebunden sind.³³² Einschlägig sind insofern das Verbot wettbewerbsbeschränkender Vereinbarungen gemäß § 1 GWB sowie das Verbot des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung gemäß § 19 GWB.³³³ So könnte die Vereinbarung zwischen der Kommune und dem Konzessionsnehmer nicht nur den Wettbewerb um das Recht zur Aufstellung sowie zum Betrieb der Ladesäulen, sondern auch den Wettbewerb auf dem nachgelagerten Markt behindern. Eine derart ausgestaltete Vergabe könnte zudem insbesondere einen Preishöhenmissbrauch (§ 19 Abs. 2 Nr. 2 GWB) durch die zuständige Kommune darstellen, da diese mittelbar die Kunden auf der nachgelagerten Marktstufe ausbeuten würde. Deren Zahlungsbereitschaft würde durch den Umstand, dass der Ladesäulenbetreiber monopolistische Preise für das elektrische Laden verlangen kann, abgeschöpft.

281. Einer Anwendbarkeit des Kartellrechts im Zusammenhang mit der Errichtung einer öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge könnte indes entgegenstehen, dass die Aufstellung der Ladesäulen möglicherweise einer straßen- und wegerechtlichen Sondernutzungserlaubnis bedarf. Die Erteilung einer solchen Erlaubnis erfolgt hierbei durch die zuständige Kommune und richtet sich entweder nach dem jeweiligen Straßen-

³³⁰ Vgl. EuGH, Urteil vom 25. März 2010, C-451/08 – Helmut Müller, ECLI:EU:C:2010:168, Rz. 48 ff.

³³¹ § 106 Abs. 2 Nr. 4 GWB i. V. m. Art. 8 Abs. 1 der Richtlinie 2014/23/EU und der delegierten Kommissions-Verordnung (EU) 2017/2366.

³³² Vgl. BKartA, Beschluss vom 28. Januar 2015, B8-175/11 – Titisee Neustadt, Tz. 76; Beschluss vom 30. November 2012, B8-101/11 – Kreisstadt Mettmann, Tz. 63.

³³³ Zu einem Verstoß gegen das Verbot des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung wegen einer unterlassenen Ausschreibung seitens der Kommune vgl. im Rahmen der sog. Schilderpräger-Rechtsprechung etwa BGH, Urteil vom 7. November 2006, KZR 2/06 – Bevorzugung einer Behindertenwerkstatt, und jüngst OLG Brandenburg, Urteil vom 10. Juli 2018, 6 U 4/16 Kart, ECLI:DE:OLG BB:2018:0710.6U4.16.00.

Auch die staatliche Einräumung besonderer oder ausschließlicher Rechte, die ein missbräuchliches Verhalten des privilegierten Unternehmens zwingend herbeiführen oder zumindest begünstigen, kann gegen das Verbot des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung i. V. m. Art. 106 Abs. 1 AEUV verstoßen; vgl. Kühling, in: Streinz (Hrsg.), EUV/AEUV, 3. Aufl. 2018, Art. 106 AEUV Tz. 26 f. Nach Maßgabe des Art. 106 Abs. 2 AEUV besteht zwar die Möglichkeit, ein Unternehmen mit der Erbringung von Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse zu betrauen. Jedoch unterliegt der Betrauungsakt selbst ebenfalls den kartell- und vergaberechtlichen Restriktionen. Ein thematisch einschlägiges Beispiel ist die Betrauung der Stadtwerke München mit der Finanzierung des Aufbaus und des Betriebs von Ladestationen; vgl. Stadt München, Integriertes Handlungsprogramm zur Förderung der Elektromobilität in München, Umsetzungsbeschluss II: Weiterer Aufbau und Betrieb eines öffentlichen Ladesäulensystems aus IHFEM-Umschichtungsmitteln, Beschluss des Ausschusses für Arbeit und Wirtschaft am 18. Juli 2017, S. 5, abrufbar unter <https://www.ris-muenchen.de/RII/RII/DOK/SITZUNGSVORLAGE/4544284.pdf>. Die Betrauung erfolgte wohl in erster Linie aus beihilferechtlichen Gründen; vgl. dazu bereits Fn. 325.

Die §§ 1, 19 GWB entsprechenden Vorschriften des EU-Rechts, Art. 101 bzw. 102 AEUV, sollen im Folgenden außer Betracht bleiben. Deren Anwendbarkeit setzt voraus, dass das betreffende Verhalten geeignet ist, den Handel zwischen den Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen. Da vorliegend aber vor allem der lokale Wettbewerb betroffen ist, scheint das – grundsätzlich weit auszulegende Merkmal des Zwischenstaatsbezugs – hier fraglich, sodass der Fokus auf dem deutschen Recht liegt.

und Wegerecht der Bundesländer (z. B. § 18 Abs. 1 StrWG NRW) oder – allerdings nur für die Bundesstraßen des Fernverkehrs – nach § 8 Abs. 1 FStrG. Danach könnte das Erfordernis einer Sondernutzungserlaubnis aus dem Umstand folgen, dass die Aufstellung sowie der Betrieb der Ladesäulen eine Nutzung des öffentlichen Straßenraums über den Gemeingebrauch hinaus darstellen kann. Die Sondernutzungserlaubnis soll vor allem die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs gewährleisten.

282. Fraglich ist demnach, ob das Kartellrecht auch dann Anwendung findet, wenn für die Aufstellung und den Betrieb der Ladesäulen eine straßen- und wegerechtliche Sondernutzungserlaubnis erforderlich ist. Gemäß § 185 Abs. 1 Satz 1 GWB sind die Vorschriften des GWB anwendbar, wenn sich der öffentliche Auftraggeber – die Kommune – als Unternehmen wirtschaftlich betätigt. Aus dem Erfordernis einer Sondernutzungserlaubnis könnte gefolgert werden, dass die kartellrechtlichen Regeln nicht gelten, wenn das Handeln der Kommune in einem – wie auch immer gearteten – Zusammenhang mit der Erteilung einer Sondernutzungserlaubnis steht. Denn insoweit wird die Kommune hoheitlich tätig, während die kartellrechtlichen Regeln gerade ein unternehmerisches Handeln voraussetzen.

283. Allerdings betreffen die Erteilung der Sondernutzungserlaubnis und die Beschaffung der Ladeinfrastruktur innerhalb des vorliegenden Sachverhaltskomplexes unterschiedliche Gegenstände. Sofern eine Sondernutzungserlaubnis in Rede steht, geht es vor allem um die Gewährleistung der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs. Insoweit handelt die Kommune hoheitlich. Nur sie kann eine entsprechende Erlaubnis erteilen; die Tätigkeit ist nicht wirtschaftlich. Die davon getrennt zu betrachtende Frage der Beschaffung der Ladeinfrastruktur ist dagegen eine unternehmerische. Es erscheint zweifelhaft, dass von der rechtlichen Einordnung der Sondernutzungserlaubnis als hoheitlicher Akt der Charakter des gesamten Sachverhalts abhängen soll. Dagegen ist anerkannt, dass eine öffentliche Einheit, wenn sie eine wirtschaftliche Tätigkeit ausübt, die von der Ausübung ihrer hoheitlichen Befugnisse losgelöst werden kann, (nur) in Bezug auf diese Tätigkeit als Unternehmen im Sinne des Kartellrechts handelt.³³⁴

284. Gegen eine solche tätigkeitsspezifische Betrachtung der Unternehmenseigenschaft kann vorliegend auch nicht die Rechtsprechung zu § 8 Abs. 10 FStrG³³⁵ (bzw. den entsprechenden landesrechtlichen Vorschriften) angeführt werden. Der BGH weist zwar darauf hin, dass die Vorschrift die „*gesamten Rechtsbeziehungen, wie sie bei einer derartigen Inanspruchnahme der Straße zwischen den Beteiligten entstehen*“, dem bürgerlichen Recht unterstellt.³³⁶ Der Umkehrschluss, dass im Übrigen insgesamt ein hoheitliches Handeln vorliegt, nur weil auch eine Sondernutzungserlaubnis erforderlich ist, ist dagegen nicht zwingend. In diesem Zusammenhang ist vorliegend insbesondere zu berücksichtigen, dass die Zahlung eines privatrechtlichen Entgelts in Rede steht. Zwar zahlen die Unternehmen derzeit noch kein Entgelt für das Recht zur Aufstellung sowie den Betrieb der Ladesäulen an die Kommunen; hiermit ist jedoch in Zukunft zu rechnen. Ein solches Entgelt würde dann aber nicht für die Erteilung der Sondernutzungserlaubnis gezahlt – hier würden möglicherweise Verwaltungsgebühren anfallen –, sondern als Gegenleistung für die Rechtsgewährung durch die Kommune.

285. Der Eindruck eines unternehmerischen Handelns der Kommune wird verstärkt durch einen Vergleich mit der rechtlichen Situation bei der Vergabe von Wegenutzungsrechten zur Verlegung von Strom- und Gasleitungen gemäß § 46 Abs. 2 EnWG. Denn das Handeln der Kommune bei dem Abschluss von Wegenutzungsverträgen ist nach

³³⁴ EuGH, Urteil vom 12. Juli 2012, C-138/11 – Compass-Datenbank, ECLI:EU:C:2012:449, Rz. 37 f.; BGH, Urteil vom 6. November 2013, KZR 58/11 – VBL-Gegenwert, Rz. 53; OLG Düsseldorf, Beschluss vom 15. März 2017, VI-Kart 10/15 (V) – Rundholzvermarktung, ECLI:DE:OLGD:2017:0315.VI.KART10.15V.00, Rz. 112 (zit. nach Juris; Entscheidung aus anderen Gründen aufgehoben durch BGH, Urteil vom 12. Juni 2018, KVR 38/17 – Holzvermarktung Baden-Württemberg, ECLI:DE:BGH:2018:120618BKVR38.17.0).

³³⁵ Die Vorschrift lautet: „Die Einräumung von Rechten zur Benutzung des Eigentums der Bundesfernstraßen richtet sich nach bürgerlichem Recht, wenn sie den Gemeingebrauch nicht beeinträchtigt, wobei eine Beeinträchtigung von nur kurzer Dauer für Zwecke der öffentlichen Versorgung außer Betracht bleibt.“

³³⁶ BGH, Urteil vom 11. Juli 1962, V ZR 175/60, Rz. 4 (zit. nach Juris). Vgl. auch BGH, Urteil vom 21. März 1996, III ZR 245/94, Rz. 20 (zit. nach Juris); BGH, Urteil vom 22. Oktober 1954, I ZR 226/53, Rz. 6 (zit. nach Juris).

der Rechtsprechung als eine unternehmerische Tätigkeit einzuordnen.³³⁷ Hier wird der Gemeingebrauch der Straße in der Regel nur unwesentlich beeinträchtigt mit der Folge, dass eine Sondernutzungserlaubnis entbehrlich ist. Es ist jedoch nicht ersichtlich, weshalb das Handeln der Kommune im Hinblick auf die unterirdische Nutzung als unternehmerisch und im Hinblick auf die oberirdische Nutzung des öffentlichen Straßenraums als ausschließlich hoheitlich anzusehen sein sollte, nur weil im zweiten Fall auch eine Sondernutzungserlaubnis erforderlich sein könnte.

286. Die Anwendbarkeit des GWB könnte schließlich ausscheiden, wenn – wie dies häufig der Fall ist³³⁸ – ein öffentlich-rechtlicher Vertrag zwischen der Kommune und dem Unternehmen geschlossen wird. Der BGH hat allerdings festgestellt, dass es auf den – öffentlich-rechtlichen oder privat-rechtlichen – Charakter des Vertrages gerade nicht ankomme.³³⁹ Dies erscheint überzeugend, denn anderenfalls könnte durch die Wahl der Rechtsform des Vertrages die Anwendung des Kartellrechts ausgeschlossen werden. Aus wirtschaftlicher Sicht verwertet die Kommune bei der Vergabe des Rechts zur Aufstellung sowie zum Betrieb von Ladesäulen jedoch ihr Eigentum wie ein Privater, sodass es sich um eine „im Kern“ unternehmerische und gerade nicht um eine „originär“ hoheitliche Tätigkeit handelt.³⁴⁰ Deshalb findet das GWB vorliegend lediglich insoweit keine Anwendung, als der öffentlich-rechtliche Vertrag die Erteilung einer Sondernutzungserlaubnis durch die Kommune betrifft, weil nur dann von einem originär hoheitlichen Handeln auszugehen ist.³⁴¹

287. Die Zuständigkeit der deutschen Kartellbehörden für die Überprüfung der kommunalen Vergabe richtet sich nach § 48 Abs. 2 GWB. Danach ist das Bundeskartellamt (und nicht die jeweilige Landeskartellbehörde) zuständig, wenn die Wirkung des wettbewerbsbeschränkenden oder diskriminierenden Verhaltens über das Gebiet eines Landes hinausreicht. Auch wenn sich die Zuständigkeit nur unter Beachtung der konkreten Umstände im Einzelfall abschließend beurteilen lässt, sollen hier einige generelle Erwägungen angestellt werden. Für eine Zuständigkeit der Kartellbehörde desjenigen Bundeslandes, in dem die betreffende Kommune liegt, spricht, dass sich die wettbewerblichen Wirkungen einer Vergabe unter Verstoß gegen kartellrechtliche Vorschriften letztlich vor allem auf dem nachgelagerten Markt für das elektrische Laden zeigen.³⁴² Es wird vertreten, dass wegen dieses regional / lokal abzugrenzenden und auf das Gemeindegebiet beschränkten Marktes³⁴³ auch die Wirkungen des betreffenden Verhaltens allenfalls ausnahmsweise mehr als ein Bundesland umfassen.³⁴⁴ Allerdings ist zu berücksichtigen, dass an der vorgelagerten Vergabe durch die Kommune möglicherweise überregional tätige Unternehmen teilnehmen oder jedenfalls teilnehmen wollen, sodass auch länderübergreifende Wirkungen nicht auszuschließen

³³⁷ BGH, Urteil vom 17. Dezember 2013, KZR 65/12 – Stromnetz Heiligenhafen, Rz. 18 (zit. nach Juris); BGH, Urteil vom 17. Dezember 2013, KZR 66/12 – Stromnetz Berkenthin, Rz. 19 (zit. nach Juris); KG Berlin, Urteil vom 4. April 2019, 2 U 5/15 Kart – Gasversorgungsnetz Berlin, ECLI:DE:KG:2019:0404.2U5.15KART.00, Rz. 55.

Das Vergaberecht soll auf die Vergabe von Wegenutzungsrechten keine Anwendung finden; vgl. Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Modernisierung des Vergaberechts (Vergaberechtsmodernisierungsgesetz – VergRModG), BT-Drs. 18/6281 vom 8. Oktober 2015, S. 76. Siehe hierzu auch Gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers, 2. Aufl. vom 21. Mai 2015, Tz. 14 ff.; Brüning, in: Byok/Jaeger (Hrsg.), Vergaberecht, 4. Aufl. 2018, § 105 GWB Tz. 19.

³³⁸ Vgl. Tz. 273.

³³⁹ BGH, Beschluss vom 1. Dezember 2008, X ZB 32/08, Rz. 17 (zit. nach Juris); Säcker/Mohr/Wolf, Konzessionsverträge im System des europäischen und deutschen Wettbewerbsrechts, 2011, S. 26. Siehe auch – zu § 59 Abs. 1 GWB – BGH, Beschluss vom 18. Oktober 2011, KVR 9/11, Rz. 10 ff. (zit. nach Juris).

³⁴⁰ Vgl. Säcker/Mohr/Wolf, Konzessionsverträge im System des europäischen und deutschen Wettbewerbsrechts, 2011, S. 49. Zur Festsetzung der – gemäß § 138 BGB sittenwidrigen – Höhe eines Entgelts durch eine Kommune als Gegenleistung für die Nutzung des monopolisierten öffentlichen Straßenraums für einen mobilen Verkaufsstand vgl. BGH, Urteil vom 30. Mai 1958, V ZR 280/56 – Nante, WuW/E BGH 273, 275.

³⁴¹ Vgl. Bechtold/Bosch, GWB, 9. Aufl. 2018, § 185 Tz. 5; Klees, in: Kölner Kommentar zum Kartellrecht, 2014, § 130 GWB Tz. 9 f.; Weisser, in: Frankfurter Kommentar zum Kartellrecht, 92. Erg.-Lfg. 11/2018, § 185 GWB Tz. 55 f.

³⁴² Vgl. Tz. 277, 280.

³⁴³ Zur Marktabgrenzung bereits Abschnitt 5.3.

³⁴⁴ Krater, in: Hoch, H., Haucap, J. (Hrsg.), Praxishandbuch Energiekartellrecht, 2018, Kap. 9 Tz. 14 f. (für Wegenutzungsverträge).

sind.³⁴⁵ Hier liegt es näher, von einer Zuständigkeit des Bundeskartellamtes auszugehen. Im Übrigen können die Kartellbehörden nach Maßgabe von § 49 Abs. 3 und 4 GWB ein Verfahren auf Antrag an das Bundeskartellamt bzw. eine Landeskartellbehörde abgeben und somit die Zuständigkeit der jeweils nicht originär zuständigen Kartellbehörde begründen.

288. Nach alledem ist das Kartellrecht auch bei der Vergabe des Rechts zur Aufstellung und zum Betrieb von Ladesäulen nicht grundsätzlich ausgeschlossen. Es kann vor allem dann ein wirkungsvolles Instrument zur Überprüfung des kommunalen Handelns in diesem Bereich darstellen, wenn das Vergaberecht der §§ 97 ff. GWB nicht anwendbar ist. Jenseits originär hoheitlicher Tätigkeiten sind die Kommunen deshalb nach §§ 1, 19 GWB verpflichtet, keine wettbewerbsbeschränkenden Vereinbarungen zu schließen und ihre marktbeherrschende Stellung nicht missbräuchlich auszunutzen.

5.6 Regelung des Zugangs zur Ladeinfrastruktur für dritte Stromanbieter

289. Derzeit sieht der für die Ladepunkte gewählte konzeptionelle Ansatz vor, dass der Wettbewerb um öffentlich zugänglichen Ladestrom auf Basis eines konkurrierenden Angebots der Betreiber von Ladesäulen erfolgt. Auf Basis dieses Modells führt die festgestellte erhebliche Konzentration auf Ebene der Ladesäulenbetreiber dazu, dass auch der Preis für den Ladestrom durch die hohe Marktkonzentration beeinflusst wird. Die zuvor diskutierten kartellrechtlichen Lösungen für das festgestellte Marktmachtproblem setzen die Beibehaltung dieses Marktdesigns voraus. Allerdings könnte auch in Erwägung gezogen werden, den konzeptionellen Ansatz im Ladestromgeschäft grundsätzlich zu ändern. Als Alternative käme in Betracht, die Ladeinfrastruktur für die Durchleitung von Strom für verschiedene Stromanbieter (sog. Ladestromlieferanten) zu öffnen. Dadurch würde die Ebene der Ladesäuleninfrastrukturbetreiber faktisch einer Zugangsregulierung ausgesetzt. Das Marktdesign entspräche dann grundsätzlich dem bei der Lieferung von Haushaltsstrom. Endkunden könnten für ihr Elektrofahrzeug einen Stromtarif bei einem Ladestromlieferanten ihrer Wahl buchen und an Ladestationen unterschiedlicher Betreiber zu dem gewählten Tarif ihr Fahrzeug aufladen. Der Ladesäulenbetreiber erhielte ein Entgelt als Vergütung für die Bereitstellung der Infrastruktur.

290. Die dargestellte Änderung des Marktdesigns wäre allerdings zugleich mit einem Eingriff in die Rechte der Betreiber der Ladesäuleninfrastruktur verbunden. Diese wären verpflichtet, verschiedenen Ladestromlieferanten Zugang zu gewähren, was sie in ihrem Recht beschneiden würde, die Erträge an dem auf ihrer Infrastruktur basierenden Ladestromgeschäft selbst zu vereinnahmen. Die erheblichen Konsequenzen eines solchen Eingriffs verdeutlichen, dass hier die Vorteile gegenüber anderen Maßnahmen nicht nur zunächst sorgfältig geklärt werden müssen, sondern im Ergebnis auch sehr eindeutig überwiegen sollten. Bei der Analyse der Wirkungen des geänderten Marktdesigns ist des Weiteren zwischen den Wertschöpfungsebenen des Ladeinfrastrukturangebots als solches und dem Vertriebsgeschäft mit Ladestrom zu unterscheiden. Der Wettbewerb auf Ebene des Vertriebsgeschäftes würde unter dem dargestellten Marktdesign auf den ersten Blick erheblich intensiviert; der Lieferantenwechsel wäre – vergleichbar mit dem Wechsel beim Haushaltsstrom – für die Besitzer eines Elektrokraftfahrzeugs sehr einfach und bequem vorzunehmen. Auf der anderen Seite gingen die Vorgaben für den Betreiber der Ladesäuleninfrastruktur allerdings stets mit einer erheblichen Veränderung seiner Anreize einher.

291. Dass die Regulierung auf Ebene der Ladeinfrastrukturbetreiber eigene Probleme mit sich bringen kann, wird anhand der „Kette“ notwendiger Regulierung deutlich. Denn die Regulierung des „bloßen“ Zugangs Dritter zur Infrastruktur würde alleine das Marktmachtproblem im Ladesäulengeschäft nicht lösen. Der Ladesäuleninfrastrukturbetreiber könnte dann für den Zugang ein hohes Entgelt verlangen, das in den Endkundenpreis zu inkludieren wäre. Das Zugangsentgelt (auch „Beistellungsentgelt“) müsste dabei nicht zwingend prohibitiv hoch sein und den Marktzutritt Dritter grundsätzlich ausschließen. Vielmehr reicht dem Infrastrukturanbieter die Möglichkeit, durch die Bemessung des Entgelts die Renten auf dem nachgelagerten Markt vollständig abzuschöpfen. Somit wäre durch eine reine Öffnung des Marktzugangs ohne Regelung für das Zugangsentgelt wettbewerbslich nichts gewon-

³⁴⁵ Ebenfalls für Wegenutzungsverträge: BKartA, Beschluss vom 28. Januar 2015, B8-175/11 – Titisee Neustadt, Tz. 63; Beschluss vom 30. November 2012, B8-101/11 – Kreisstadt Mettmann, Tz. 46 f.

nen; die Marktmacht auf der Vorleistungsebene hätte weiter Bestand und der Endkunde wäre trotz Wechselmöglichkeit mit entsprechenden suprakompetitiven Preisen konfrontiert. An diesem Problem würde sich nur dann etwas ändern, wenn auch die Höhe des Zugangsentgelts auf ein wettbewerbskonformes Niveau reguliert würde. Die Festlegung des Entgelts im Rahmen der Regulierung beeinflusst jedoch die Investitionsanreize des Ladesäulenbetreibers. Dies könnte wiederum zusätzliche Vorgaben zum Aufbau und zur Qualität der von den Betreibern zu schaffenden Ladesäuleninfrastruktur erfordern. Andererseits kann gerade die Notwendigkeit exogen bestimmter Vorgaben zum Aufbau und zur Qualität der Infrastruktur im konkreten Fall nur bedingt gegen eine Regelung des Infrastrukturzugangs sprechen. Denn wie in Abschnitt 5.4 gezeigt wurde, ist zumindest der städtische Aufbau von Ladesäuleninfrastruktur bereits heute oftmals keinen Marktkriterien unterworfen, sondern wird erheblich durch den Einfluss der zuständigen kommunalen Gebietskörperschaften geprägt. Diese beeinflussen im Einzelfall z. B. die Anzahl der zu errichtenden Ladesäulen, die Standortwahl, das Design oder auch die elektrische Leistung von Ladesäulen.

292. Zu klären wäre außerdem, wie die Regulierung der Ladeinfrastruktur rechtlich und praktisch umzusetzen wäre. Da Ladepunkte regulierungsrechtlich bisher als Letztverbraucher qualifiziert sind, kommt ohne Rechtsänderung derzeit nur eine Anwendung der kartellrechtlichen Normen zur Schaffung des Netzzugangs in Betracht. Zu prüfen wäre die Gewährung des Netzzugangs auf Basis der Anwendung der sog. Essential-facilities-Doktrin. Darunter versteht man im Kartellrecht die Verpflichtung eines marktbeherrschenden Unternehmens, anderen Unternehmen Zugang zu seinen Infrastruktureinrichtungen zu gewähren, die für eine Teilnahme am Wettbewerb auf einem bestimmten nachgelagerten Markt unerlässlich sind. Im EU-Recht ergibt sich die Essential-facilities-Doktrin als Anwendungsfall des Art. 102 AEUV, während sie im deutschen Recht als Regelbeispiel der Missbrauchsaufsicht in § 19 Abs. 2 Nr. 4 GWB konkret verortet ist. Allerdings hat die Rechtsprechung der Anwendung als Zugangsregulierung mehrere Schranken gesetzt. In der Rechtssache Bronner³⁴⁶ benannte der EuGH drei Voraussetzungen für einen Verstoß gegen Art. 102 AEUV. Dies betrifft erstens die bestehende Zugangsverweigerung, die geeignet sein muss, den Wettbewerb auf dem nachgelagerten Markt auszuschalten³⁴⁷, zweitens die Einrichtung selbst, für die kein potenzieller Ersatz bestehen darf, und schließlich das Vorliegen (weiterer) objektiver Gründe, die eine Zugangsverweigerung nicht rechtfertigen dürfen. Von besonderer Bedeutung dürfte hier das zweite Kriterium sein, das eine fehlende Duplizierbarkeit und Substituierbarkeit der Infrastruktur verlangt, damit diese als „wesentlich“ („essential“) gelten kann. Wann die fehlende Duplizierbarkeit bzw. Substituierbarkeit anzunehmen ist, wird in der ökonomischen Wettbewerbstheorie auf Basis der Kriterien der „Subadditivität“ und der fehlenden „Bestreitbarkeit“ untersucht.³⁴⁸ Grundsätzlich ließe sich danach argumentieren, dass eine Vielzahl von Ladesäulen gleichzeitig bestehen kann und es einem Zugangspetenten frei steht, eine eigene Ladeinfrastruktur aufzubauen. In der Praxis bestehen jedoch zumindest örtlich die in Tz. 274 dargelegten Marktzugangshürden, die eine monopolähnliche Stellung eines Ladeinfrastrukturbetreibers auch langfristig absichern können, ohne dass der konkrete Markt bestreitbar wäre. Für den Fall der Ladesäulen kann somit nicht eindeutig geklärt werden, ob die Kriterien für die Anwendung der Essential-facilities-Doktrin erfüllt sind. Festzustellen ist aber, dass aus den eingangs genannten Gründen, die Anwendung des Instruments sehr zurückhaltend gehandhabt wird.

293. Auch wenn anzunehmen wäre, dass die Ladeinfrastrukturbetreiber dazu verpflichtet sind, ihre Ladesäulen dritten Ladestromlieferanten für ein Zugangsentgelt zur Verfügung zu stellen, stellt sich die Frage, wie dieses Zugangsentgelt zu bemessen wäre.³⁴⁹ § 19 Abs. 2 Nr. 4 GWB sieht hierzu konkret vor, dass es sich um ein „angemessenes“ Entgelt handeln muss. Allerdings ist die konkrete Angemessenheit im Einzelfall schwer zu bewerten; die ökonomisch am ehesten korrekte Kalkulation und Vorgabe individueller Entgelte auf Basis der Kosten eines effizi-

³⁴⁶ EuGH, Urteil vom 26. November 1998, C-7/97 – Bronner, ECLI:EU:C:1998:569.

³⁴⁷ Das Kriterium zielt in diesem Punkt auf den Wettbewerb durch denjenigen, der die Dienstleistung begehrt.

³⁴⁸ Subadditivität bezeichnet den Fall, dass ein Anbieter die Infrastruktur zu geringeren Kosten bereitstellen kann als mehrere Anbieter, die im Wettbewerb agieren. Die Bestreitbarkeit eines Marktes bezeichnet im Wesentlichen die fehlende Existenz von Marktzutrittsbarrieren.

³⁴⁹ Dieses Problem stellt sich im Übrigen bereits bei Ladesäulenbetreibern, die heute schon dritten Ladestromlieferanten Zugang zur Infrastruktur gewähren bzw. vertraglich dazu verpflichtet wurden; z. B. im Fall der Stadt Aalen (vgl. Tabelle 5.2).

enten Betreibers (einschließlich angemessener Verzinsung des eingesetzten Kapitals) ist dem Kartellrecht eher fremd.³⁵⁰ Eine Prüfung der Angemessenheit des Preises von Vorleistungen wird allerdings von den Kartellbehörden gelegentlich im Fall sog. Kosten-Preis-Scheren (engl. „margin squeeze“) geprüft. Der Preis eines Vorproduktes eines vertikal integrierten marktbeherrschenden Anbieters ist danach missbräuchlich, wenn die Differenz zwischen dessen Endkunden- und Vorleistungsentgelt entweder negativ ist oder nicht ausreicht, um die produktspezifischen Kosten eines vergleichbar effizienten Wettbewerbers auf dem nachgelagerten Markt zu decken.³⁵¹ Der Fall einer negativen Differenz ist dabei für eine Kartellbehörde vergleichsweise leicht zu erkennen. Diese Situation kann, angewandt auf das Geschäftsfeld der Ladesäulen, allerdings das hier vorliegende Problem nicht adressieren, weil der Missbrauch erst bei extrem überhöhten Preisen erkannt würde. Damit ein Missbrauch vorliegt, müsste der Zugangspreis für die Infrastruktur einen höheren Preis annehmen als der Abgabepreis des Stroms an die Endkunden durch den Ladesäulenbetreiber. Demgegenüber erfordert der zweite Fall – die Feststellung einer Preisdifferenz, die der Deckung der produktspezifischen Kosten eines vergleichbar effizienten Wettbewerbers entspricht – komplexe Kostenprüfungen der Kartellbehörden, was bei der Vielfalt der bestehenden Ladesäuleninfrastrukturen praktisch höchstens in Einzelfällen durchführbar wäre.

294. Vor dem Hintergrund der Schwierigkeiten, die sich bei einer (ausschließlichen) Anwendung der kartellrechtlichen Regelung des Drittzugangs zur Ladesäuleninfrastruktur ergeben, könnte alternativ erwogen werden, die Regulierung der Stromnetzinfrastuktur auf die Ladesäuleninfrastruktur auszuweiten. Dazu müssten die öffentlich zugänglichen Ladesäulen (oder nur Ladesäulen auf öffentlicher Fläche) als Infrastruktur im Sinne des Regulierungsrechts qualifiziert werden. Hierzu wäre es zunächst erforderlich, die Einordnung von Ladepunkten in § 3 EnWG (derzeit in Nr. 25 qualifiziert als Letztverbraucher) zu ändern. Ladeinfrastruktur würde stattdessen als spezifischer Teil der Versorgungsnetze reguliert. Nachfolgend wäre eine Vielzahl sich anschließender Fragen zu klären. Hierzu gehört insbesondere die Frage der Preise für den Infrastrukturzugang. Sofern die (regulierten) Ladesäulen nicht ausschließlich durch die Netzbetreiber mitbetrieben werden sollen, wäre eine Regulierung der Zugangsentgelte unabhängig von der Anreizregulierung notwendig.³⁵² Zu klären wäre weiter, ob die Entgelte für den Ladesäulenzugang einer Ex-ante- oder einer Ex-post-Regulierung unterworfen werden. Da eine Ex-post-Regulierung aufgrund des geringen Regulierungsaufwandes tendenziell vorzugswürdig sein könnte, dann aber die Entgeltprüfung ähnlichen Schwierigkeiten wie die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht ausgesetzt wäre, ist es in diesem Fall bedenkenswert, zusätzliche Kriterien für die Entgeltfestlegung zu normieren.³⁵³ Des Weiteren wären dezidierte Regelungen zu Fragen des Zugangs und der Abrechnung erforderlich. Schließlich müssten in diesem Zusammenhang praktische Probleme geklärt werden, etwa wann ein Lieferantenwechsel möglich ist und für welche virtuellen Zähler Lieferantenverträge abgeschlossen werden können.³⁵⁴

³⁵⁰ Hier ist auch zu berücksichtigen, dass die Kosten von Ladesäulen sehr unterschiedlich hoch sein können, etwa abhängig davon, ob ein Gleichstromladegerät in der Ladestation verbaut ist und welche Leistung dieses aufweist.

³⁵¹ Letztere Prüfung wird auch als „As-efficient-competitor-Test“ bezeichnet. Der Test ist aufgrund verschiedener konzeptioneller Schwächen wettbewerbsökonomisch umstritten. Dies betrifft unter anderem den Umstand, dass hierbei die Kostenstruktur des marktbeherrschenden Unternehmens zum Maßstab erhoben wird.

³⁵² Ansonsten würde jeder Betreiber von Ladesäulen zusätzlich anreizreguliert, was alleine durch den damit ausgelösten massiven zusätzlichen Regulierungsaufwand nicht effizient sein dürfte.

³⁵³ Wird der zulässige Zugangspreis auf ein tatsächliches Kosten-/Ertragsverhältnis normiert und die Fördermittel als Erträge verrechnet, so würden durch eine Regulierung kaum wesentliche Effizienzfortschritte erzielt werden. Bei einem Ausbau über dem kurzfristigen Bedarf könnten sich vielmehr überhöhte Zugangsentgelte einstellen, weil die höhere Zubaumenge mit geringen Erträgen einherginge und über die Entgelte finanziert würde. Um dies zu vermeiden, könnte stattdessen ein Zugangspreis standardisiert, z. B. auf Basis fiktiver Erträge bei hoher Auslastung der Ladesäulen und einem festzulegenden Kostenstandard, für zulässig erklärt werden. Durch das Ansetzen fiktiver Erträge aus dem Ladegeschäft wäre der zulässige Preis vergleichsweise leichter zu kalkulieren und zu überprüfen. Zudem müsste in diesem Fall die Förderung in einem zulässigen Entgelt nicht verrechnet werden, sondern könnte zusätzlich ausgezahlt werden, um einen Ausbau zu finanzieren, der den kurzfristigen Bedarf überschreitet. Will die öffentliche Hand die Zubaumenge direkt steuern, wäre ihr dies auf Basis von Ausschreibungen des notwendigen Fördersatzes möglich.

³⁵⁴ Bei Haushaltsstromkunden ist der Lieferant an den entsprechenden Zähler z. B. eines Hauses oder einer Wohnung geknüpft. Im Fall eines neuen davon unabhängigen spezifischen Ladestrombezugs eines Ladestromendkunden an verschiedenen öffentlich zu-

5.7 Fazit: Wettbewerbliche Implikationen beim Aufbau von Infrastruktur in den Blickpunktrücken

295. Mit dem Aufbau der Ladeinfrastruktur für Elektrokraftfahrzeuge bereitet sich Deutschland auf eine Umstellung der Antriebstechnik im Bereich der Individualmobilität vor. Weil der Aufbau eines bundesweiten Ladenetzes der Nachfrage von Elektroautos vorausgeht, werden zurzeit auch Lademöglichkeiten geschaffen, die den kurzfristigen Bedarf überschreiten können. Dazu fördert Deutschland den Aufbau von Ladeinfrastruktur insbesondere durch Förderprogramme und ein spezifisches Engagement der Kommunen. Allerdings konzentrieren sich die Bemühungen derzeit darauf, die Anzahl der verfügbaren Lademöglichkeiten zu erhöhen. Die vorliegende Analyse der Monopolkommission zeigt jedoch, dass beim Aufbau der Ladeinfrastruktur auch strukturelle Aspekte nicht außer Acht gelassen werden sollten. So sind in einem großen Teil der deutschen Landkreise regionale marktbeherrschende Stellungen entstanden. Da der Strompreis an den Ladesäulen aber keiner spezifischen Regulierung unterliegt, wie es z. B. beim Vertrieb von Haushaltsstrom über Stromnetze der Fall ist, besteht die Gefahr, dass sich aufgrund der vorliegenden Situation örtlich vergleichsweise hohe Preise für Ladestrom einstellen können, die über einem fiktiven Wettbewerbspreis liegen. Zwar ist der schnelle Aufbau eines Ladenetzes auf diese Weise für die öffentliche Hand womöglich günstiger zu finanzieren. Zur Rentabilität der Infrastruktur bedarf es einer geringeren Förderung, wenn den Ladesäulenbetreibern beim Angebot von Ladestrom faktisch marktbeherrschende Stellungen eingeräumt werden. Zugleich besteht allerdings die Gefahr, dass durch hohe Ladepreise, denen etwa Bürger ohne Lademöglichkeit zu Hause oder am Arbeitsplatz auch nicht ausweichen können, die weitere Durchdringung der Elektromobilität gebremst wird.

296. Vor diesem Hintergrund sieht es die Monopolkommission geboten, beim Aufbau der Ladesäuleninfrastruktur auch wettbewerbliche Überlegungen stärker zu berücksichtigen. Dies könnte insbesondere auf Ebene der Kommunen geschehen, die bei ihren Bemühungen, ein örtliches Ladenetz aufzubauen, strukturelle Faktoren stärker in den Blickpunkt nehmen sollten. Den Kommunen ist zu empfehlen, beim Abschluss von Verträgen über den Aufbau eines Ladesäulennetzes und bei der Vergabe von Sondernutzungserlaubnissen darauf zu achten, dass der Aufbau in ihrem Verantwortungsbereich durch mehrere unterschiedliche Betreiber erfolgt. Dadurch ließe sich erreichen, dass den Kunden Ladestrom zu einem wettbewerblich determinierten Preis angeboten wird. Kommunen, die hierzu Verträge mit Ladesäulenbetreibern abschließen, könnten die vereinbarte Zubaumenge gezielt auf unterschiedliche Betreiber aufteilen. Dies ließe sich auch auf dem Wege einer Flächenzuordnung für entsprechende Sondernutzungserlaubnisse erreichen, wie sie z. B. die Stadt Essen durch die Aufteilung des Stadtgebietes in Parzellen vornimmt, indem diese durch die Vorgabe ergänzt wird, dass einzelne Betreiber keine Sondernutzungserlaubnisse für direkt nebeneinanderliegende Parzellen erhalten dürfen. Diese Empfehlungen für eine wettbewerbliche Ausgestaltung der Vergabeverfahren gelten auch für die in Zukunft möglicherweise stattfindenden Ausschreibungen zum Aufbau einer Ladesäuleninfrastruktur durch Verteilernetzbetreiber gemäß Art. 33 Abs. 3 Satz 1 lit. a, der sich gerade in der Umsetzung befindenden Richtlinie (EU) 2019/944.³⁵⁵

297. Nach Einschätzung der Monopolkommission ist eine Berücksichtigung wettbewerblicher Überlegungen durch die Kommunen auch kartellrechtlich geboten, sofern die Tätigkeit der Kommune nicht rein hoheitlich begründet ist. Sollten vor allem größere Städte weiterhin Verträge über den Aufbau einer Ladeinfrastruktur mit einzelnen Anbietern abschließen bzw. infolge eines solchen Abschlusses andere Betreiber am Zugang zur öffentlichen Fläche hindern, dann empfiehlt die Monopolkommission dem Bundeskartellamt (soweit zuständig), hier Verfahren einzuleiten. Sofern es hierdurch zu einem oder mehreren Musterverfahren kommen sollte, würde dies eine Ausstrahlungswirkung auf andere Kommunen entfalten, die neue Verträge mit Betreibern schließen. Auch die Erstellung eines wettbewerblichen Leitfadens für den Aufbau der Ladeinfrastruktur durch das Bundeskartellamt – vergleich-

gänglichen Ladepunkten müsste der Verbrauch über (virtuelle) Unterzähler erfasst werden. Die hierbei von der Regulierung zu klärenden Probleme können auch an einem Beispiel verdeutlicht werden: Ohne spezifische Regulierungsvorgaben wäre vorstellbar, dass ein Kunde mehrere virtuelle Zähler für Ladestrom haben könnte. Im Extremfall könnte er dann noch an der Ladesäule einen weiteren Lieferantenvertrag auf einen weiteren virtuellen Zähler abschließen, um so minütlich und ohne wirksame Bindungsmöglichkeit den Lieferanten zu wechseln.

³⁵⁵ Vgl. dazu bereits Fn. 323.

bar etwa mit dem Leitfaden für die Vergabe von Netzkonzessionen³⁵⁶ – könnte eine solche strukturelle Lenkungswirkung auslösen.

298. Steuern die Kommunen den Aufbau des Ladesäulennetzes ausschließlich über die Erteilung von Sondernutzungserlaubnissen und handeln sie insofern hoheitlich, finden die kartellrechtlichen Regeln zwar keine Anwendung. Die Monopolkommission hat jedoch bereits darauf hingewiesen, dass die Wettbewerbsfreiheit verfassungsrechtlichen Schutz genießt und wettbewerbliche Aspekte deshalb auch bei planerischen Entscheidungen von Kommunen nicht unberücksichtigt bleiben können.³⁵⁷ Sofern das FStrG und der überwiegende Teil der Landesstraßengesetze bei der behördlichen Ermessensausübung nur eine Orientierung an straßenbezogenen Kriterien (wie etwa der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs) erlauben,³⁵⁸ ist im Einzelfall zu prüfen, ob ein hinreichender Straßenbezug besteht.³⁵⁹ In diesem Zusammenhang könnte auch überlegt werden, die Berücksichtigung wettbewerblcher Aspekte bei der Erteilung von Sondernutzungserlaubnissen im FStrG und den Landesstraßengesetzen – unter Umständen nur klarstellend – festzuschreiben, um den Aufbau einer wettbewerblch geprägten Ladeinfrastruktur gezielt zu fördern. Entsprechende Maßnahmen haben der Bundes- und einige Landesgesetzgeber kürzlich ergriffen, um bestimmte Privilegien (wie etwa die Reservierung von Parkflächen aus nicht ordnungsrechtlichen Gründen) für das Angebot von Carsharing-Diensten zu schaffen.³⁶⁰

299. Sollten die dargestellten Maßnahmen hingegen nicht dazu führen, dass es mittelfristig zu einer wettbewerblchen Marktstruktur beim Angebot auf den Märkten für Ladestrom kommt, ist eine Überprüfung des wettbewerbskonzeptionellen Ansatzes auf den Märkten für öffentliche und ggfs. auch halböffentliche Ladeinfrastruktur zu empfehlen. Dieses Vorgehen hätte zum Ziel, die Ladeinfrastruktur für den Durchleitungswettbewerb zu öffnen und damit eine ähnliche individuelle Wechsellmöglichkeit wie bei Haushaltsstrom zu etablieren. Nach Einschätzung der Monopolkommission wäre dies am besten durch ein Konzept für eine sektorspezifische Regulierung des Zugangs, der Zugangsentgelte und des Abrechnungsverfahrens zu erreichen.

³⁵⁶ Vgl. BKartA/BNetzA, Gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers, 2. Auflage, Mai 2015.

³⁵⁷ Monopolkommission, XIX. Hauptgutachten: Stärkung des Wettbewerbs bei Handel und Dienstleistungen, Baden-Baden 2012, Tz. 1231 ff., insb. 1280 ff., zum Einfluss des Planungsrechts auf den Wettbewerb im Einzelhandel.

³⁵⁸ Vgl. nur OVG NRW, Urteil vom 28. März 2019, 11 A 1166/16, Rz. 43.

³⁵⁹ Die Stadt Essen begründet das Vorliegen eines Straßenbezugs bei der Vergabe von Sondernutzungserlaubnissen nach dem Losverfahren – statt nach dem Prioritätsprinzip – mit der Schonung des Gemeingebrauchs und der Parkkonkurrenz sowie der zu treffenden Verteilungsentscheidung bei mehrfacher Antragstellung; vgl. Richtlinien für die Erteilung von straßenrechtlichen Sondernutzungserlaubnissen zur Errichtung von E-Ladesäulen im Stadtgebiet der Stadt Essen, 8. März 2018, Tz. 5.2, abrufbar unter https://www.essen.de/rathaus/aemter/ordner_66/Elektro-Ladeinfrastruktur.de.html. Zum „Verteilungsermessen“ vgl. auch OVG NRW, Urteil vom 28. März 2019, 11 A 1166/16, Rz. 51.

³⁶⁰ Vgl. etwa Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Bevorrechtigung des Carsharing (Carsharinggesetz - CsgG), BT-Drs. 18/11285 vom 22. Februar 2017, S. 1; Gesetzentwurf der Landesregierung NRW, Gesetz zur Änderung des Straßen- und Wegegesetzes des Landes Nordrhein-Westfalen, LT-Drs. 17/4304 vom 20. November 2018, S. 21.

Kapitel 6

Zentrale Handlungsempfehlungen

Wettbewerb und Missbrauchsaufsicht im Stromgroßhandel

- Der Leitfaden des Bundeskartellamtes zur Anwendung der Missbrauchsaufsicht im Stromsektor sollte sich gegenüber dem Entwurf stärker an möglichen Marktmachtrisiken orientieren.
- Die zeitliche Marktabgrenzung sollte an den kurzfristigen Produkten im Stromgroßhandel ausgerichtet sein, an denen auch ein Missbrauchsvorwurf tatsächlich geprüft würde. Sollte das Bundeskartellamt dennoch in Bezug auf die Marktstellung eines Stromerzeugers eine generalisierende Jahresbetrachtung vornehmen, dann sollte der relevante Zeitraum nicht das Kalenderjahr, sondern den Zeitraum eines Jahres vor einem konkreten Missbrauchsvorwurf umfassen (rollierende Betrachtung).
- Ein Konzept zur Überprüfung technisch bedingter Ausfälle ist notwendig, um Missbrauch auf dem Erstabatzmarkt wirksam zu verhindern.
- Die Deckung der (ggfs. auch auf Ineffizienz beruhenden) Vollkosten kann einen Missbrauch durch Kapazitätszurückhaltung nicht sachlich rechtfertigen.

Wettbewerbsentwicklung im Regelenergiesystem

- Der Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber zur Einführung von Regularitätsmärkten in Deutschland sollte zügig umgesetzt werden.
- Bis zur Einführung von Regularitätsmärkten sollten Anpassungen bei der Beschaffung von Regelenergie allenfalls in Bezug auf die Vergütung vorgenommen und nicht wieder auf das Zuschlagsverfahren zurückgegriffen werden. In Betracht kommt die Einführung einer technischen Preisgrenze oder die Umstellung auf das Einheitspreisverfahren.
- Bevor weitere Anpassungen am Ausgleichsenergiepreissystem vorgenommen werden, sollte die Regelenergiebeschaffung reformiert und vor diesem Hintergrund die weitere Erforderlichkeit zusätzlicher Anpassungen am Ausgleichsenergiepreissystem geprüft werden.

Wettbewerbsentwicklung bei den Ausschreibungen für erneuerbare Energien

- Es sollte sichergestellt werden, dass ausreichend Flächen bzw. Genehmigungen zur Verfügung stehen, um die Ausbauziele zu erreichen. Solange dies nicht der Fall ist, sollte die Ausschreibungsmenge so weit reduziert werden, dass die vorhandenen Flächen bzw. Genehmigungen in den Ausschreibungen im Wettbewerb miteinander stehen.
- In Bezug auf die beobachtete Konzentration in den Ausschreibungen für Windenergie an Land sowie in den Ausschreibungen für Solaranlagen sieht die Monopolkommission aktuell keinen Handlungsbedarf; die Konzentrationsentwicklung sollte allerdings weiter beobachtet werden.
- Sonderregeln innerhalb des Ausschreibungssystems zur Förderung der Teilnahme kleiner Bieter, wie die Privilegien für Bürgerenergiegesellschaften, sollten nicht (wieder) zur Anwendung kommen.

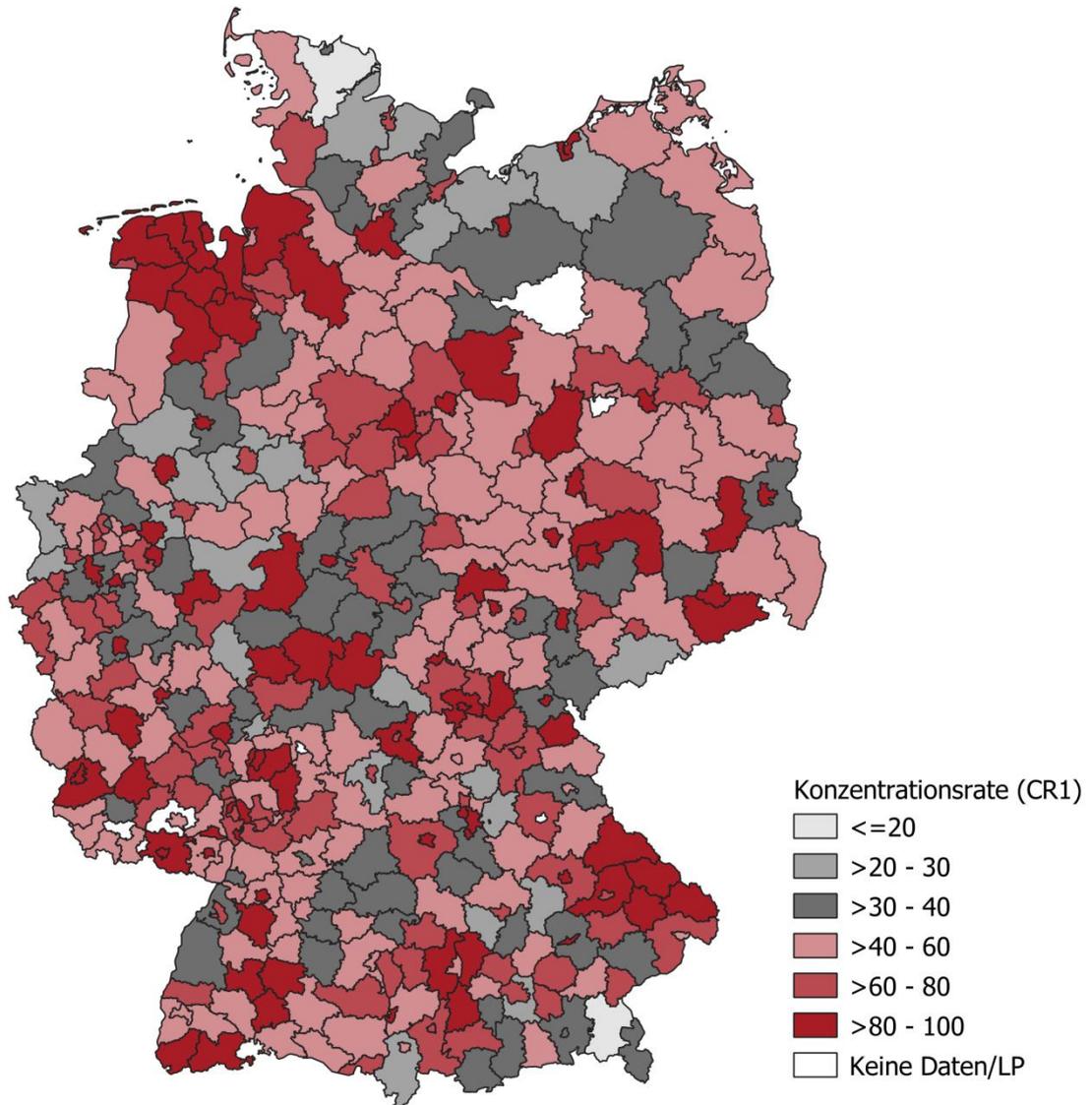
Aufbau von öffentlicher Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität

- Beim Aufbau von öffentlicher Ladeinfrastruktur in Deutschland sollte stärker im Blickfeld stehen, regionale Monopolstellungen zu verhindern.

-
- Kommunen, die den Aufbau von Ladeinfrastruktur selbst z. B. auf der Basis von Ausschreibungen organisieren, ist zu empfehlen, möglichst mehrere unterschiedliche Anbieter für den Aufbau einer bedarfsdeckenden Versorgung von Lademöglichkeiten zu gewinnen.
 - Die Kartellbehörden sollten zudem tätig werden, wenn die Kommunen im Rahmen eines nicht rein hoheitlich begründeten Handelns, marktbeherrschende Stellungen eines einzelnen Ladestromanbieters schaffen.

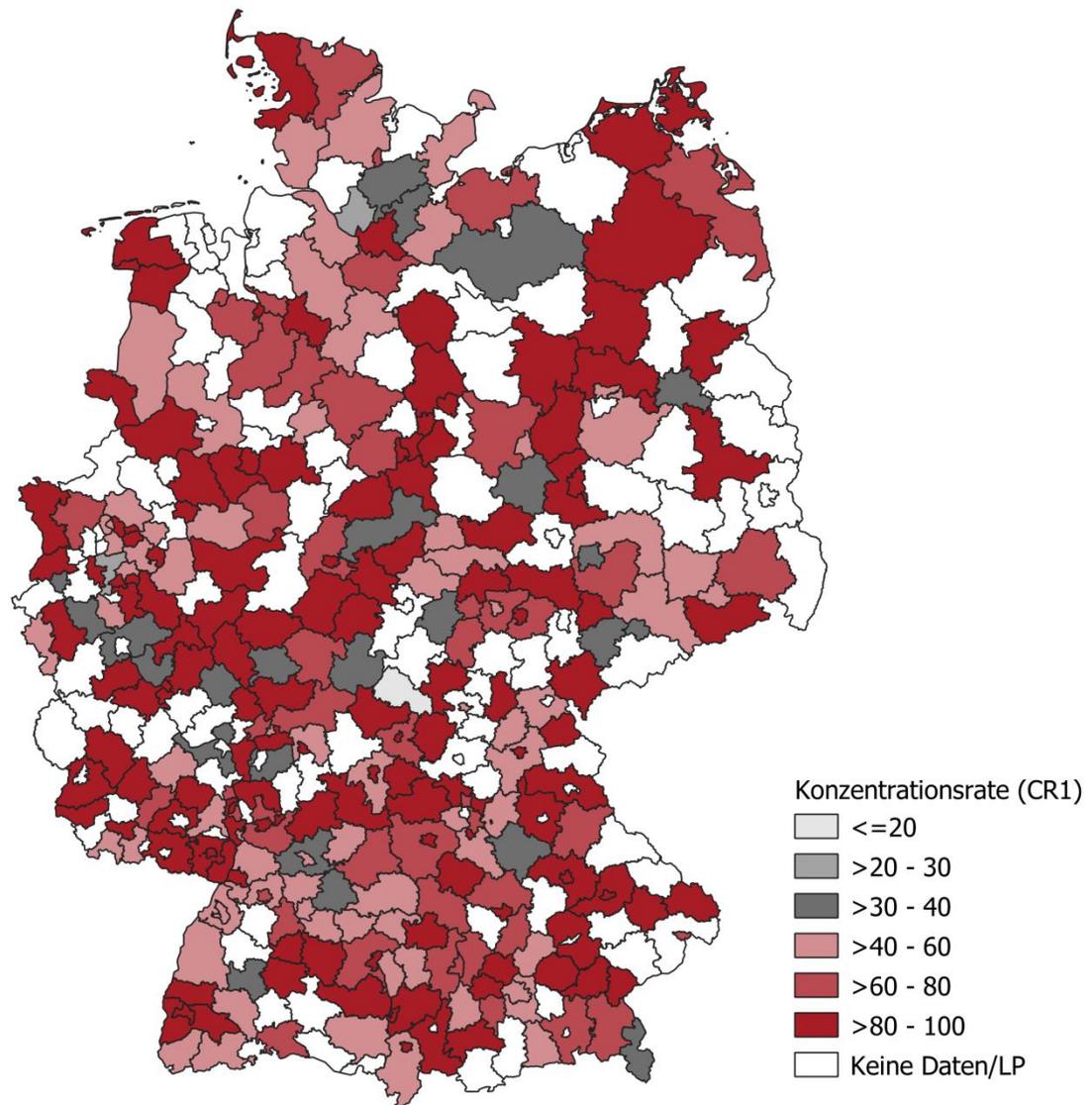
A. Anhang

Abbildung A.1: Marktanteile der größten Betreiber von Normalladepunkten (bis 22 kW) nach Landkreisen



Anmerkung: Die Konzentrationsrate entspricht dem Marktanteil des größten Anbieters in einem Landkreis (NUTS3) gemessen an seinem Anteil an verzeichneten Normalladepunkten gegenüber allen Normalladepunkten. Den weiß gefärbten Landkreisen konnten keine Ladepunkte aus dem Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur zugeordnet werden.

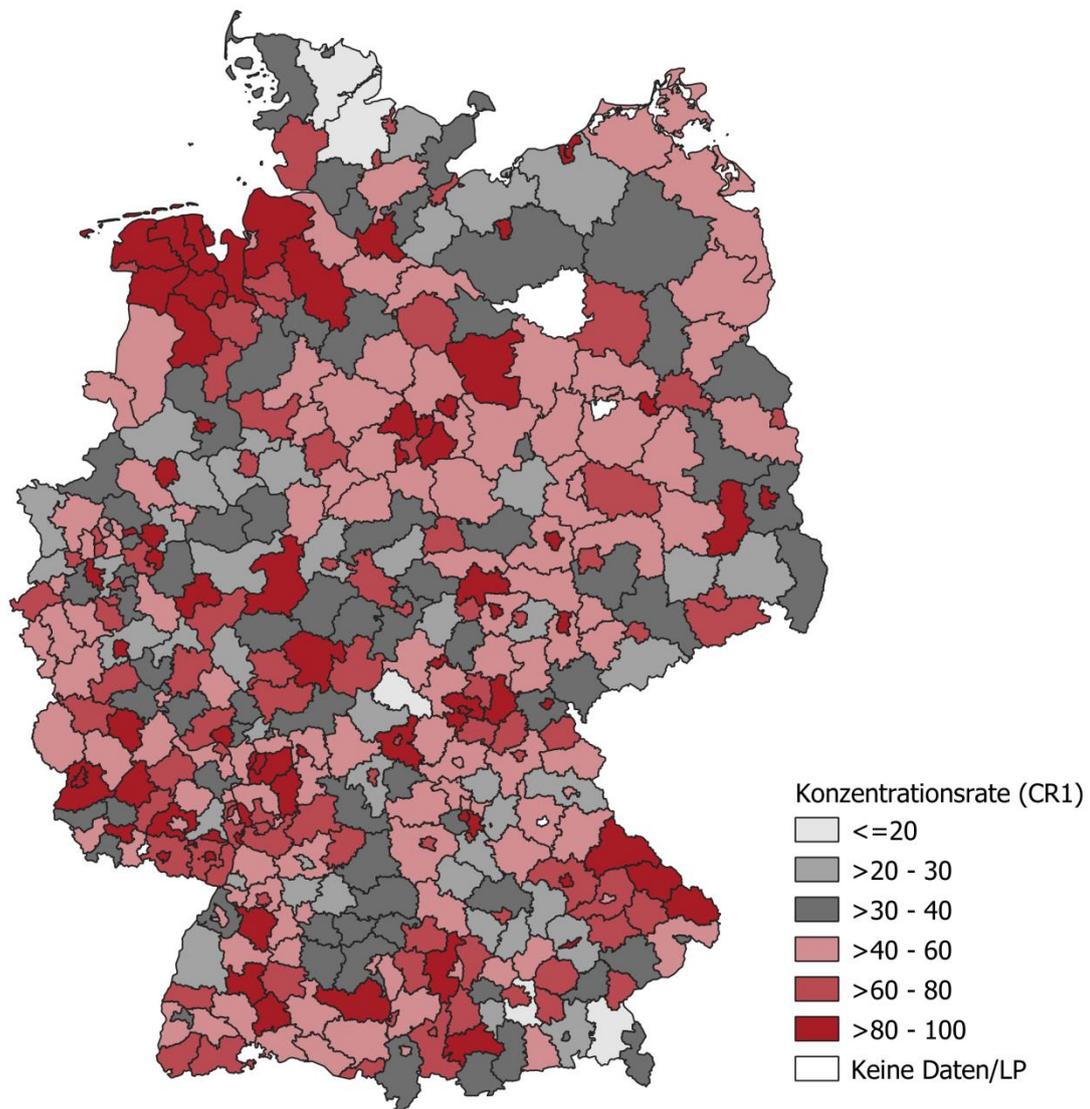
Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung basierend auf: Bundesnetzagentur, Ladesäulenregister, Stand: 9. Mai 2019

Abbildung A.2: Marktanteile der größten Betreiber von Schnellladepunkten (über 22 kW) nach Landkreisen

Anmerkung: Die Konzentrationsrate entspricht dem Marktanteil des größten Anbieters in einem Landkreis (NUTS3) gemessen an seinem Anteil an verzeichneten Schnellladepunkten gegenüber allen Schnellladepunkten. Den weiß gefärbten Landkreisen konnten keine Ladepunkte aus dem Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur zugeordnet werden.

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung basierend auf: Bundesnetzagentur, Ladesäulenregister, Stand: 9. Mai 2019

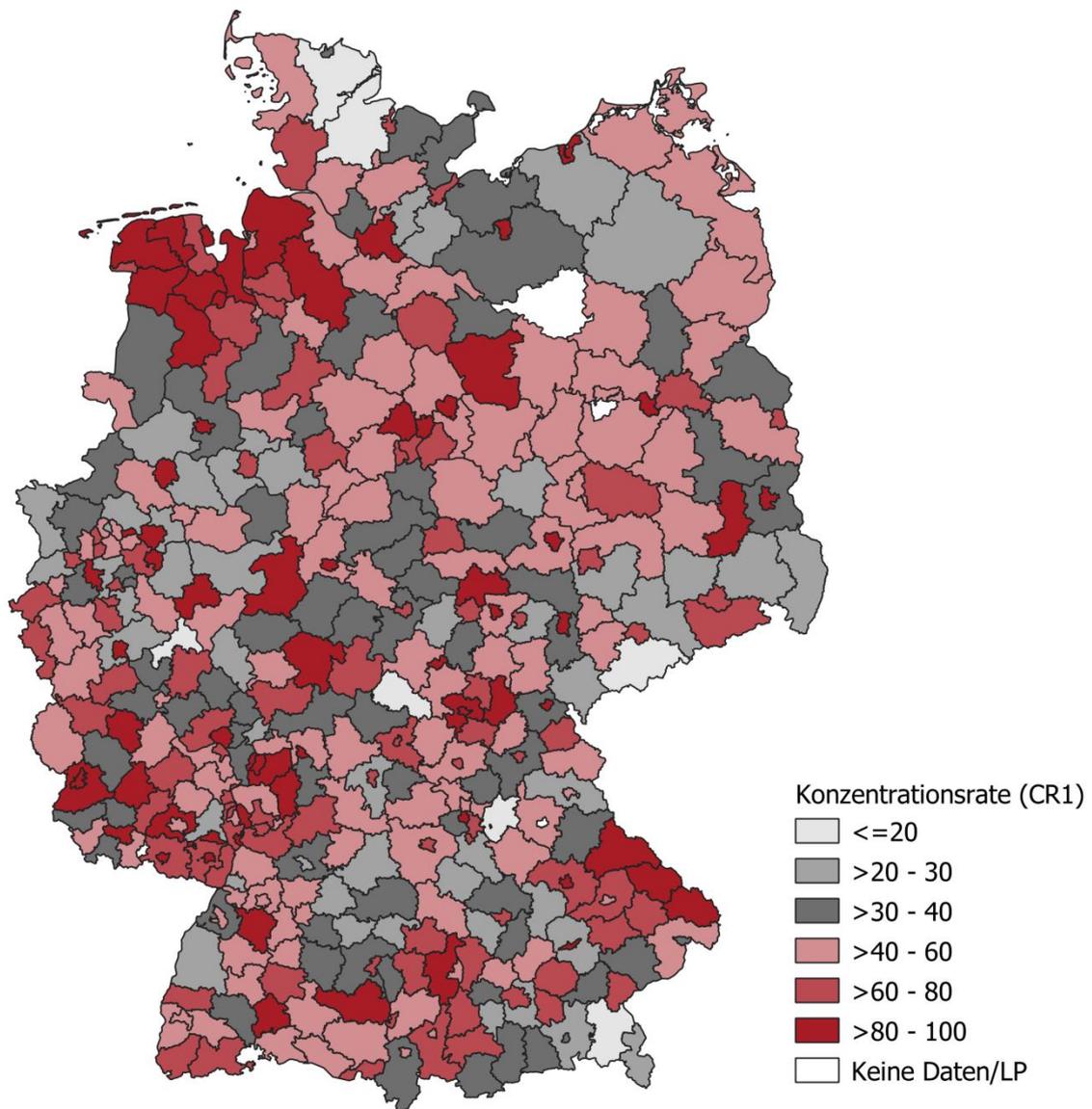
Abbildung A.3: Marktanteile der größten Betreiber von Ladepunkten mit einer elektrischen Leistung zwischen 11 und 50 kW nach Landkreisen



Anmerkung: Die Konzentrationsrate entspricht dem Marktanteil des größten Anbieters in einem Landkreis (NUTS3) gemessen an seinem Anteil an verzeichneten Ladepunkten mit 11 bis 50 kW gegenüber allen entsprechenden Ladepunkten. Den weiß gefärbten Landkreisen konnten keine Ladepunkte aus dem Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur zugeordnet werden.

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung basierend auf: Bundesnetzagentur, Ladesäulenregister, Stand: 9. Mai 2019

Abbildung A.4: Marktanteile der größten Betreiber von Ladepunkten (alle Leistungsklassen) nach Ladestandorten in Landkreisen



Anmerkung: Die Konzentrationsrate entspricht dem Marktanteil des größten Anbieters in einem Landkreis (NUTS3) gemessen an seinem Anteil an verzeichneten Ladestandorten gegenüber allen Ladestandorten. Den weiß gefärbten Landkreisen konnten keine Ladepunkte aus dem Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur zugeordnet werden.

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung basierend auf: Bundesnetzagentur, Ladesäulenregister, Stand: 9. Mai 2019