

Energie 2023: Mit Wettbewerb aus der Energiekrise

9. Sektorgutachten

Gutachten der Monopolkommission
gemäß § 62 EnWG

Inhaltsverzeichnis

Vorwort.....	1
Kurzfassung	3
Kapitel 1	
Energiemärkte im Wandel.....	10
Kapitel 2	
Versorgungssicherheit und Wettbewerb im Gasmarkt.....	13
2.1 Versorgungssicherheit.....	15
2.1.1 Schlüsse aus der drohenden Versorgungskrise auf dem Gasmarkt ziehen	15
2.1.2 Versorgungssicherheit auf dem Gasmarkt im EU- und nationalen Recht	15
2.1.2.1 Versorgungssicherheit auf EU-Ebene	15
2.1.2.2 Versorgungssicherheit im nationalen Energierecht.....	16
2.1.2.3 Definition von Versorgungssicherheit im Gasmarkt basierend auf den Zielen des EnWG	18
2.1.3 Quantifizierung von Versorgungssicherheit in der Energiekrise	19
2.1.3.1 Technische Versorgungssicherheit des deutschen Gasnetzes ist gegeben.....	19
2.1.3.2 Gaspreisentwicklung zeigt Gefährdung der Versorgungssicherheit	21
2.1.3.3 Versorgungssicherheitsrisiko durch Importabhängigkeit von russischen Gaslieferungen, geringe heimische Förderungsmengen und niedrige Speicherstände	22
2.1.3.4 Versorgungsrisikoindex: Geringe Importdiversifizierung und geopolitische Instabilität lösen drohende Versorgungskrise aus	26
2.1.4 Sicherstellung von Versorgungssicherheit auf dem europäischen und deutschen Gasmarkt durch LNG	31
2.1.4.1 LNG bewirkt Flexibilisierung der Importstruktur	31
2.1.4.2 Trade-off zwischen diversifizierter Importstruktur und Treibhausgasemissionen	33
2.1.4.3 Umweltkosten der Produktion und des Transports von LNG.....	34
2.1.5 Handlungsempfehlung: Versorgungssicherheit durch Diversifizierung und Flexibilisierung der Importstruktur sowie frühzeitige Identifizierung von Versorgungsrisiken	35
2.2 Anbieterwechsel fördern, mehr Wettbewerb schaffen	36

2.2.1	Wechselverhalten als Wettbewerbsindikator	37
2.2.2	Anbieterwechselverhalten in Deutschland im internationalen Vergleich	39
2.2.3	Hinderungsgründe für einen Anbieterwechsel	43
2.2.3.1	Ökonomische Faktoren.....	43
2.2.3.2	Psychologische Faktoren	47
2.2.4	Collective Switching zur Verstärkung der Wechseltätigkeit?	48
2.2.5	Grundversorger als Hindernis des Wettbewerbs?	50
2.2.6	Schlussfolgerungen und politische Handlungsempfehlungen	54
2.3	Nicht-lineare Tarife	56
2.3.1	Grundgedanke und Funktionsweise	57
2.3.2	Nicht-lineare Tarife als Verstetigung der Gaspreisbremse?	58
2.3.2.1	Verteilungswirkungen.....	58
2.3.2.2	Allokative Auswirkungen	60
2.3.2.3	Weitere Aspekte	62
2.3.3	Handlungsempfehlungen für die Politik.....	62
Kapitel 3		
Strommarktdesign und Versorgungssicherheit65		
3.1	Wettbewerb und Klimaneutralität für ein nachhaltiges Strommarktdesign	65
3.2	Weichenstellung für Versorgungssicherheit im karbonfreien Strommarktdesign	68
3.2.1	Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit sind Investitionsanreize auf Stromarbeitsmärkten essenziell.....	68
3.2.2	Politische und ökologische Ziele sprechen für Bedarf nach Kapazitätsmarkt ..	70
3.3	Eine Kombination von Kapazitätsmechanismen kann zur effizienten und verlässlichen Residuallastdeckung beitragen	74
3.4	Vorschlag für ein wettbewerbsgesteuertes Kapazitätsmarktmodell.....	78
3.4.1	Grundzüge des dezentralen Kapazitätsmarktes (Stufe 1)	80
3.4.2	Grundzüge des zentralen Kapazitätsmarktes (Stufe 2).....	82
3.4.3	Grundzüge des Spotmarktes in Knappheitssituationen (Stufe 3)	85
3.5	Detaillierte Ausgestaltung einzelner Parameter	86
3.5.1	Knappheitssituationen und Zertifizierungsregeln definieren.....	86

3.5.2	Verfügbarkeit der Kapazität auf der Erzeugerseite sicherstellen.....	88
3.5.3	Pönale auf der Nachfrageseite nicht zu niedrig ansetzen	89
3.5.4	Keine Unterscheidung von alten und neuen Anlagen	91
3.5.5	Marktteilnehmer können Unsicherheiten durch Reliability-Optionen reduzieren	92
3.5.6	Systemdienlichkeit der Kapazitätsstandorte marktkonform berücksichtigen..	93
3.6	Praktische Umsetzung.....	95
3.6.1	Sukzessive Einführung der Stufen möglich.....	95
3.6.2	Rechtliche Hürden sind zu beachten	97
3.7	Fazit und Empfehlungen	98

Kapitel 4

Wettbewerbliche Herausforderungen bei der Schaffung eines Ladenetzes für die Elektromobilität..... 100

4.1	Lademärkte benötigen wettbewerblichen Ordnungsrahmen	100
4.1.1	Kommunen, CPO und Förderregime: Relevante Unterschiede zwischen Tankstellen und Lademärkten.....	102
4.1.2	Wettbewerbspolitische Problembereiche beim Aufbau von Ladenetzen.....	106
4.1.3	Aktuelle Entwicklungen durch AFIR und den Masterplan II	108
4.2	Stand und Entwicklung der Anbieterkonzentration	110
4.2.1	Marktabgrenzung	111
4.2.2	Bundesweiter Rückgang der Anbieterkonzentration.....	117
4.2.3	Regional dominieren weiterhin einzelne Anbieter	120
4.3	Zusammenhang von Marktkonzentration und Ladepreisen	122
4.4	Ordnungspolitische Problemfelder.....	126
4.4.1	Level-Playing-field zwischen Ad-hoc-Laden und EMP-Laden schaffen	126
4.4.1.1	Intransparente Ad-hoc-Preise mit wettbewerbsbeschränkender Wirkung ...	127
4.4.1.2	Vorschlag zur Einrichtung einer Markttransparenzstelle für Ladepreise	130
4.4.1.3	Wettbewerbliche Auswirkungen der Umsetzung von Plug&Charge kartellrechtlich prüfen	131
4.4.2	Förderung kommunaler Ladenetze mit Wettbewerbszielen verbinden	133

4.4.3	Wettbewerb beim Laden an Autobahnrastanlagen ermöglichen.....	136
-------	---	-----

Kapitel 5

Analyse zur wettbewerbsabhängigen Weitergabe des Tankrabatts an Endverbraucherinnen und Endverbraucher

140

5.1	Der Tankrabatt als Prüfung des Wettbewerbs auf dem Einzelhandelsmarkt für Kraftstoffe	140
5.2	Preisentwicklung auf dem deutschen Tankstellenmarkt zeigt Effekt des Tankrabatts in Deutschland	142
5.3	Marktabgrenzung des Einzelhandelsmarktes für Kraftstoffe und relevante Wettbewerbsindikatoren zur Analyse des Tankrabatts	143
5.4	Datengrundlage zur Ermittlung der wettbewerbsabhängigen Weitergabe des Tankrabatts	145
5.5	Empirische Vorgehensweise zur Ermittlung der wettbewerbsabhängigen Weitergabe des Tankrabatts	146
5.6	Autobahntankstellen und Tankstellen mit geringerem lokalen Wettbewerb geben einen geringeren Teil des Tankrabatts weiter.....	147
5.7	Handlungsempfehlung: Unterscheidung zwischen Autobahn- und anderen Tankstellen bei der sachlichen Marktabgrenzung	150

Kapitel 6

Zentrale politische Handlungsempfehlungen.....

152

Anhang A	Regionale Marktabgrenzung nach Luftliniendistanz und Variation der Marktgröße	155
-----------------	--	------------

Anhang B	Regionale Marktabgrenzung nach Gebietskörperschaften.....	157
-----------------	--	------------

Anhang C	Datenaufbereitung zur Ladeinfrastrukturanalyse	161
-----------------	---	------------

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: SAIDI-Index für Gasendkundenmärkte 2006-2021.....	20
Abbildung 2.2: TTF Gaspreis und ausgewählte geopolitische Ereignisse 2018-2023.....	21
Abbildung 2.3: Monatliche Anteile von Lieferstaaten und LNG-Lieferanten an deutschen Gasimporten 2016-2023.....	24
Abbildung 2.4: Tägliche Gasspeicherstände in Prozent für Deutschland und Europa 2017-2023.....	25
Abbildung 2.5: Monatlicher geopolitischer Risikoindex für Russland 2016-2023.....	28
Abbildung 2.6: Index für Versorgungssicherheitsrisiko auf dem europäischen Gasmarkt 2016-2023.....	30
Abbildung 2.7: LNG-Infrastrukturausbau in Europa bis April 2025 mit jährlichen Kapazitäten	32
Abbildung 2.8: Vergleich der Vorkettenemissionen von LNG mit Pipelinegas.....	33
Abbildung 2.9: Wechselquote bei Haushaltskunden in Deutschland.....	40
Abbildung 2.10: Wechselquoten in ausgewählten EU-Staaten 2020, in Prozent.....	40
Abbildung 2.11: Lieferantenwechsel in Deutschland 2008-2021.....	41
Abbildung 2.12: Entwicklung der Tarifarten für Haushaltskunden.....	51
Abbildung 2.13: Durchschnittliche Preise verschiedener Tarifarten.....	52
Abbildung 2.14: Beispiel eines mehrstufigen Tarifs mit drei Stufen.....	58
Abbildung 3.1: Szenarien steuerbare Kraftwerksleistung 2045.....	73
Abbildung 3.2: Überblick Wettbewerbsgesteuertes Kapazitätsmarktmodell.....	79
Abbildung 3.3: Zeitablauf wettbewerbsgesteuerter Kapazitätsmarkt.....	82
Abbildung 3.4: Finanzieller Vorteil bei zutreffender Abschätzung der Zertifikatsmenge.....	86
Abbildung 3.5: Pönale entspricht Marktpreis.....	91
Abbildung 4.1: Anzahl und Leistung von Ladepunkten in Deutschland, 2020–2023.....	101
Abbildung 4.2: Zentrale Akteure und Marktbeziehungen auf Lademärkten.....	105
Abbildung 4.3: Anzahl und Anteil von Ladepunkten nach Leistungsklasse.....	113
Abbildung 4.4: Darstellung der luftlinien- und fahrzeitbasierten räumlichen Marktabgrenzung.....	116
Abbildung 4.5: Luftliniendistanzen und Fahrzeiten zwischen Ladestandorten nach Siedlungsstruktur.....	117
Abbildung 4.6: Entwicklung der durchschnittlichen Konzentrationsrate nach Markt, 2020–2023.....	118
Abbildung 4.7: Konzentrationsentwicklung nach Siedlungsstrukturtyp, 2020–2023.....	119
Abbildung 4.8: Entwicklung der Marktdominanz, 2020–2023.....	120
Abbildung 4.9: Entwicklung der Ad-hoc-Ladepreise geförderter Ladepunkte, 2020–2022....	124

Abbildung 4.10: Preisentwicklung in Abhängigkeit von durchschnittlicher Marktkonzentration	126
Abbildung 5.1: Entwicklung täglicher Kraftstoffpreise von E5, E10 und Diesel	142
Abbildung 5.2: Wettbewerbsabhängige Weitergabe des Tankrabatts	148
Abbildung 5.3: Wöchentliche dynamische Differenzen-in-Differenzen Schätzung	149
Abbildung Anhang A.1: Entwicklung der Konzentrationsraten bei Umkreismärkten, 2020–2023	155
Abbildung Anhang A.2: Zusammenhang von Konzentrationsraten und Marktgröße	156
Abbildung Anhang B.1: Entwicklung der kreisbasierten Konzentrationsrate	158
Abbildung Anhang B.2: Korrelation von Konzentrationsraten nach Fahrzeit und Gebietskörperschaften.....	159

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Gründe für Anbieterwechsel, in Prozent	42
Tabelle 2.2: Gründe für Verbleib beim bisherigen Anbieter, in Prozent	43
Tabelle 2.3: Korrelation zwischen ausgewählten Merkmalen	60
Tabelle 2.4: zugeteilte Menge nach Haushaltsgröße	61
Tabelle 2.5: Zuteilungsniveaus in Abhängigkeit vom Einkommen.....	62
Tabelle 3.1: Europäische Beispiele für Kapazitätsmärkte	75
Tabelle 4.1: Sachliche Marktabgrenzung von Ladepunkten	114
Tabelle 4.2: Top-10 dominante CPOs im Normal- und Schnelllademarkt.....	121
Tabelle 4.3: Beobachtungszahlen der Ad-hoc-Preisdaten	123

Vorwort

Das vorliegende Gutachten ist das 9. Sektorgutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Energiewirtschaftsgesetz.

Folgende Unternehmen, Verbände und Institutionen haben zur Vorbereitung dieses Sektorgutachtens schriftlich Stellung genommen: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW), Bund der Energieverbraucher e.V., Bundeskartellamt (BKartA), Bundesnetzagentur (BNetzA), Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. (BDI), Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V. (BVES), Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Deutscher Landkreistag, Deutscher Städte- und Gemeindebund, Deutscher Städtetag, E.ON SE, EEX European Energy Exchange AG, European Federation of Energy Traders (EFET), en2x – Wirtschaftsverband Fuels & Energie, Energie Baden-Württemberg AG (EnBW), Entega AG, EPEX SPOT SE, EWE AG, EXAA Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Gascade Gastransport GmbH, GEODE - Europäischer Verband der unabhängigen Strom- und Gasverteilerunternehmen, Initiative Erdgasspeicher e.V. (INES), LichtBlick SE, MVV Energie AG, Nord Pool EMCO AS, NOW GmbH, Open Grid Europe GmbH, RWE AG, Shell Deutschland Oil GmbH, Stadtwerke München GmbH (SWM), STEAG GmbH, TenneT TSO GmbH, Thüga Aktiengesellschaft, Trading Hub Europe, TransnetBW GmbH, Uniper SE, Verband der Automobilindustrie e.V. (VDA), Verbraucherzentrale Bundesverband e.V., Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. (VIK), Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU), Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas), WINGAS GmbH & Co. KG.

An einer nicht-öffentlichen Diskussionsrunde am 6. Juli 2023 haben sich beteiligt:

- Amprion GmbH
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW)
- Bund der Energieverbraucher e.V.
- Bundesverband eMobilität (BEM)
- Consentec GmbH
- Deutscher Städtetag
- Energie Baden-Württemberg AG (EnBW)
- RWE AG
- TenneT TSO GmbH
- Trading Hub Europe
- Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU)

Die Vizepräsidentin der Bundesnetzagentur, Frau Barbie Kornelia Haller, sowie Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der Behörde haben mit der Monopolkommission am 15. Mai 2023 zu einer Vielzahl der hier behandelten Themen diskutiert.

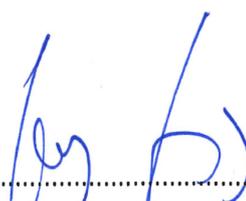
Weiterhin haben am 15. Mai 2023 der Präsident des Bundeskartellamts, Herr Andreas Mundt, sowie Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter des Amtes mit der Monopolkommission Fragen zur Missbrauchsaufsicht zu den Preisbremsen für Strom, Gas und Fernwärme, zur öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur und zu Kapazitätsmärkten diskutiert.

Darüber hinaus gab es vielfältige Kontakte und Gespräche zwischen den zuständigen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der Monopolkommission und Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, des Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, der Bundesnetzagentur, des Bundeskartellamtes, einzelner Stadtverwaltungen und kommunaler Akteure im Bereich der Ladeinfrastruktur, der NOW GmbH des Bundes bzw. der dort angesiedelten Leitstelle Ladeinfrastruktur sowie mit zahlreichen weiteren Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern, Unternehmen und Verbänden. Die Monopolkommission dankt an dieser Stelle allen Beteiligten für ihre Mitwirkung.

Die Daten für die empirischen Erhebungen der Monopolkommission in Kapitel 2.3 wurden durch das statistische Bundesamt (destatis) erhoben und der Monopolkommission dankenswerterweise für eigene Berechnungen zur Verfügung gestellt.

Die Monopolkommission bedankt sich bei ihren wissenschaftlichen Mitarbeitern Herrn Dr. Marc Bataille, Herrn Dr. David Benček, Herrn Carl Kreuzberg, Herrn Dr. Hendrik Schmitz und Herrn Dr. Oliver Zierke, welche die Stellungnahme der Monopolkommission federführend betreut haben, sowie bei Herrn Dr. Thiemo Engelbracht für seine Mitwirkung.

Bonn, im September 2023



Jürgen Kühling



Constanze Buchheim



Tomaso Duso



Pamela Knapp



Dagmar Kollmann

Kurzfassung

Energiemärkte im Wandel

K1. Bei dem vorliegenden Gutachten handelt es sich um das 9. Sektorgutachten Energie. Gemäß § 62 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) soll die Monopolkommission in diesem Gutachten unter anderem den Stand und die absehbare Entwicklung des Wettbewerbs beurteilen und zu aktuellen wettbewerbsspolitischen Fragen der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas Stellung nehmen. Der Fokus liegt in diesem Gutachten auf den Themen Gasmarkt, Strommarktdesign, Ladesäuleninfrastruktur und Tankstellenmarkt. Die Auswahl der Themen erfolgt anhand der ökonomischen, politischen und gesellschaftlichen Relevanz der einzelnen Märkte. Im Energiesektor hat dabei insbesondere der russische Angriffskrieg in der Ukraine starke Verwerfungen verursacht und somit einzelne Themen in den Vordergrund gerückt.

Versorgungssicherheit und Wettbewerb im Gasmarkt

K2. Bedingt durch diese Entwicklung hat das Thema Gasversorgung in den letzten zwei Jahren an Bedeutung gewonnen. Versorgungssicherheit kann auf dem Gasmarkt als die unterbrechungsfreie und dauerhaft verlässliche Versorgung von Verbraucherinnen und Verbrauchern mit Gas definiert werden. Damit umfasst Versorgungssicherheit alle Stufen der Wertschöpfungskette, sowohl auf der Upstream- als auch auf der Downstreamseite. Durch den russischen Angriffskrieg in der Ukraine spielt vor allem die Upstream-Versorgungssicherheit mit Gas, also die Versorgung mit Primärenergieträgern durch Importe, aktuell eine entscheidende Rolle. Deutschland und Europa waren historisch abhängig von russischen Gaslieferungen, die besonders preisgünstig waren, und haben sich damit einem erheblichen Versorgungsrisiko exponiert. Daher stiegen die Gaspreise im Winter 2022 wegen des Lieferstopps aus Russland sowie verhältnismäßig geringer heimischer Förderung und niedriger Speicherstände auf ein Rekordhoch. Eine Versorgungskrise konnte zwar durch den Ersatz russischer Lieferungen mit norwegischem Pipelinegas und LNG abgesichert werden. Dennoch gilt es, aus der Energiekrise Schlüsse zu ziehen, die in Zukunft Versorgungssicherheit auf der Upstream-Seite des Gasmarktes wettbewerblich besser gewährleisten. Dabei bildet die physische Austauschbarkeit von Gaslieferanten eine gemeinsame Schnittmenge von Wettbewerb und Versorgungssicherheit. Wettbewerb zwischen Lieferstaaten wird demnach erhöht, wenn eine Substituierung von Lieferanten einfacher möglich ist.

K3. Um Versorgungssicherheit auf dem Upstream-Gasmarkt zu gewährleisten, empfiehlt die Monopolkommission die weitere Diversifizierung und Flexibilisierung der Importstruktur in Richtung LNG. Auf diese Weise können zukünftig Versorgungsrisiken in der Lieferung reduziert und die Substituierbarkeit von Importen ermöglicht werden. Importe können so bei einem drohenden Ausfall flexibler durch andere Kapazitäten ersetzt werden als bisher und Versorgungsrisiken durch die Konzentration auf einzelne Lieferstaaten spielen eine geringere Rolle für die Versorgungssicherheit. Beim verstärkten Ausbau der LNG-Infrastruktur und LNG-Importe ist jedoch der Trade-off zwischen Diversifizierung einerseits und höheren Umweltschäden durch die Verflüssigung und den Transport von LNG andererseits zu berücksichtigen. Mit LNG-Importen verbundene Umweltkosten sind derzeit nicht in den Lieferpreisen berücksichtigt, was zu einer

ineffizienten Umweltbelastung und einer Wettbewerbsverzerrung zwischen Lieferstaaten für LNG- und andere Importe führt. Diese Tatsache wirft auch die Frage auf, ob die heimische Förderung von unkonventionellem Gas diskutiert werden sollte, da sie durch das Ausbleiben von Emissionen für die Verflüssigung und den Transport deutlich weniger negative Umweltfolgen als der Import von LNG aus unkonventionellen Quellen bedingt und unabhängiger von Gasimporten macht.

K4. Außerdem empfiehlt die Monopolkommission, bei gegebener Importdiversifizierung in Zukunft drohende Versorgungsrisiken auf dem Upstream-Gasmarkt so früh wie möglich zu identifizieren. Der in diesem Gutachten vorgestellte Versorgungsrisiko-Index, der sowohl die tägliche Importkonzentration der Bezugsländer als auch das damit verbundene länderspezifische geopolitische Risiko berücksichtigt, sollte dazu in den Notfallplan Gas der Bundesnetzagentur aufgenommen werden.

K5. Verwerfungen auf dem Upstream-Markt verändern auch die Marktrealität im Downstream, d.h. auf dem Endverbrauchermarkt. Die Möglichkeit für Endkundinnen und -kunden, ungehindert den Anbieter eines Gutes bzw. einer Dienstleistung zu wechseln, ist einer der zentralen Indikatoren für funktionierenden Wettbewerb in einem Markt. Dies ist auch im Interesse der Verbraucherinnen und Verbraucher, die durch regelmäßige Anbieterwechsel Kosteneinsparungen realisieren können. Die Realität zeigt jedoch, dass die Wechselaktivität im Erdgasmarkt in Deutschland weit hinter diesen Vorstellungen zurückbleibt. Eine höhere Wechselquote zu erreichen, ist kein Selbstzweck, sondern dient im Rahmen eines wettbewerblichen Marktes vor allem den folgenden beiden Zielen: Zum einen kann durch einen vermehrten Wechsel von teuren zu günstigen Anbietern das Preisniveau aus Sicht der Verbraucherinnen und Verbraucher gesenkt werden. Zum anderen zwingt ein solches Verhalten vergleichsweise teure Anbieter dazu, ihr Angebot zu verbessern oder die Preise zu senken, um weiterhin wettbewerbsfähig zu bleiben.

K6. In den letzten zehn Jahren ist bei Haushaltskunden für Gas eine Steigerung der Wechselaktivität erkennbar; dies entspricht auch den empirischen Erfahrungen aus anderen Ländern. Seit 2016 stagniert diese Entwicklung allerdings. Bei der externen Wechselquote lag Deutschland im Jahr 2020 mit einem Wert von 12,8 Prozent im Mittelfeld der betrachteten EU-Staaten.

K7. Die Monopolkommission empfiehlt folgende Maßnahmen zur Förderung des Wettbewerbs auf der Haushaltsebene im Gasmarkt: Haushalte sollten mit Hilfe von Informationskampagnen für die Möglichkeiten zum Anbieterwechsel und die dabei möglichen Einsparungen sensibilisiert werden. Die aktuellen Regelungen zur Grund- und Ersatzversorgung sollten kritisch hinterfragt und mögliche Reformen, z. B. die Einführung eines Ausschreibungsmodells für die Grundversorgung oder die Bestimmung des Ersatzversorgers per Losverfahren geprüft werden. Vorstellbar ist ein Modellversuch in einzelnen Netzgebieten, aus dem allgemeine Erkenntnisse für die Übertragbarkeit auf ganz Deutschland gewonnen werden könnten. Im Übrigen sollte mehr Forschung bezüglich der Such- und Wechselpräferenzen der Haushalte angestoßen werden, um diese besser zu verstehen. Diese Forschung kann durch die BNetzA koordiniert und begleitet werden.

K8. Im Rahmen der anhaltenden Debatten infolge der stark angestiegenen Energiepreise werden auch Eingriffe in das Preissystem diskutiert, z. B. die Einführung eines subventionierten Basisbedarfs an Gas für jeden Haushalt. Vergleichbare Systeme existieren bereits in einigen Ländern wie China und Japan sowie in einigen US-Bundestaaten. Die erhoffte Verteilungswirkung lässt sich dabei jedoch meist nur begrenzt erzielen, da der Energieverbrauch neben dem Einkommen von zahlreichen anderen Faktoren beeinflusst wird. Zudem verzerrt ein solches Preisregime die Anreizwirkung des Marktpreises und reizt je nach Ausgestaltung zu Über- oder Unterkonsum an. Auch administrativ stehen einem solchen System einige Hindernisse entgegen, unter anderem in Bezug auf die Erhebung und Verarbeitung der notwendigen Daten.

K9. Die Monopolkommission empfiehlt, die Eingriffe in das Preissystem nach dem geplanten Auslaufen der Gaspreisbremse im Dezember 2023 zu beenden. Als sozialpolitische Maßnahmen sind direkte Transfers für bedürftige Haushalte besser geeignet als Eingriffe in das Preissystem in Form eines Basisbedarfs oder anderen Formen von nicht-linearen Tarifstrukturen. Direkte Transfers können insbesondere zielgenau gestaltet werden und führen zudem nicht zu Fehlanreizen.

Strommarktdesign und Versorgungssicherheit

K10. Das mit der Stromerzeugung verbundene Marktdesign muss stetig neuen Anforderungen genügen. Aus Sicht der Monopolkommission ist die zukünftige Gewährleistung der Versorgungssicherheit derzeit eines der wichtigsten Themen. Insbesondere der geplante erhebliche Zubau von erneuerbaren Energien wird das bestehende System an seine Grenzen führen. Zurzeit wird die Versorgungssicherheit über die sog. strategische Reserve gewährleistet. Dies sind Kraftwerke, die dem Markt nur in Notfallsituationen zur Verfügung stehen und ansonsten nicht genutzt werden. Langfristig ist die strategische Reserve nicht das am besten geeignete Mittel, um Versorgungssicherheit auf den Energiemärkten herzustellen. Der Umfang der strategischen Reserve, d. h. die Anzahl der nur im Notfall genutzten Anlagen, müsste im Rahmen der Energiewende wahrscheinlich erheblich erhöht werden.

K11. Die Monopolkommission empfiehlt daher, die strategische Reserve durch einen Kapazitätsmarkt zu ersetzen. Der Vorteil eines Kapazitätsmarktes ist, dass Anlagen, die für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit vorgesehen sind, uneingeschränkt ihre Leistung jederzeit am Stromarbeitsmarkt anbieten können.

K12. In einem ersten Schritt sollte ein sog. zentraler Kapazitätsmarkt eingeführt werden, bei dem der Regulierer die zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit notwendige Kapazität zentral beschafft. Zentrale Kapazitätsmärkte sind in europäischen Ländern wie Italien und Polen bereits erprobt und können zügig rechtssicher eingeführt werden. Die Monopolkommission empfiehlt darüber hinaus, dass in einem zweiten Schritt der zentrale Kapazitätsmarkt zu einem wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarkt erweitert wird. Dazu soll das Modell des zentralen Kapazitätsmarktes mit dem z. B. in Frankreich ebenfalls bereits erprobten Konzept des sog. dezentralen Kapazitätsmarktes kombiniert werden. In einem dezentralen Kapazitätsmarkt beschaffen Marktteilnehmer die für Versorgungssicherheit notwendige Kapazität. Ziel der Kombination aus zentralem und dezentralem Kapazitätsmarkt im wettbewerbsgesteuerten Kapazi-

tätsmarkt ist es, dass zunächst die Marktteilnehmer in einem wettbewerblichen Handel eigenständig so viel Kapazität beschaffen, wie in der Regel in Knappheitssituationen benötigt wird. Das ermöglicht es dem Regulierer zu beobachten, wie hoch der Basisbedarf an flexibler Kapazität in Knappheitssituationen ist. Seine Rolle kann sich dadurch auf die Beschaffung zusätzlicher Kapazität für außergewöhnliche Bedarfe über den zentralen Kapazitätsmarkt beschränken. Er muss nur diesen zusätzlichen Bedarf an flexibler Erzeugerkapazität abschätzen, so dass etwaige kostspielige Fehleinschätzungen geringer ausfallen werden als in alternativ ausgestalteten Kapazitätsmärkten, in denen der Regulierer stets den Gesamtbedarf an Kapazität bestimmen muss und Schätzfehler entsprechend größer ausfallen. Die Rolle des Regulierers im wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarkt wäre daher ähnlich wie bereits jetzt bei der Beschaffung der Kapazitäten für die strategische Reserve und es könnte auf entsprechende Erfahrungswerte zurückgegriffen werden.

Wettbewerbliche Herausforderungen bei der Schaffung eines Ladenetzes für die Elektromobilität

K13. Die Monopolkommission hat in diesem Sektorgutachten erneut die Entwicklung und die wettbewerbspolitischen Aspekte der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge im Kontext des wachsenden Elektromobilitätssektors untersucht. In den letzten Jahren wurden sowohl auf EU-Ebene als auch in Deutschland Standards und Anforderungen für den Aufbau dieser Infrastruktur festgelegt. Ziel ist es, eine flächendeckende Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge effizient und schnell zu etablieren und zu betreiben. Der öffentliche Lademarkt hat sich in den letzten Jahren erheblich entwickelt, mit etwa 88.000 öffentlich zugänglichen Ladepunkten an rund 32.000 Standorten bis April 2023. Die Zunahme in den vergangenen Jahren ist jedoch im Verhältnis zum rapiden Anstieg der Anzahl von batterieelektrischen Fahrzeugen in Deutschland zu sehen, der die Nachfrage nach Lademöglichkeiten steigen lässt.

K14. Im Vergleich zu herkömmlichen Tankstellenmärkten weist der Markt für Elektrofahrzeug-Ladeinfrastruktur einige Unterschiede auf. Ein zentraler Unterschied besteht darin, dass der Platzbedarf für Ladeinfrastruktur größer ist, da Ladevorgänge in der Regel länger dauern als das Tanken von Verbrennungsfahrzeugen. Dies erfordert mehr Ladepunkte, was die Suche nach geeigneten Standorten komplexer macht. Kommunen spielen daher eine entscheidende Rolle bei der Bereitstellung von Flächen für Ladepunkte, insbesondere in städtischen Gebieten. Mit der im Sommer 2023 verabschiedeten EU-Verordnung über die Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFIR) sind wichtige wettbewerbsrelevante Regelungen für den Aufbau von Ladepunkten geschaffen worden. In Deutschland hat die Bundesregierung den Masterplan Ladeinfrastruktur II im Oktober 2022 veröffentlicht, um den wettbewerblichen Aufbau der Ladeinfrastruktur zu fördern. Die Monopolkommission begrüßt, dass die Bedeutung einer fairen Wettbewerbslandschaft im Masterplan ausdrücklich Berücksichtigung findet.

K15. Zur Einschätzung des Stands und der aktuellen Entwicklung der lokalen und regionalen Wettbewerbsbedingungen unter Ladeinfrastrukturanbietern hat die Monopolkommission ihre Untersuchung der Anbieterkonzentration aus den vergangenen beiden Sektorgutachten fortgeführt und in einzelnen Teilen weiterentwickelt. Insbesondere wurde zur Abgrenzung der

räumlich relevanten Märkte das aus der Kartellamtspraxis im Tankstellensektor bekannte Erreichbarkeitsmodell verwendet. Dabei wird die vor Ort befindliche Straßeninfrastruktur berücksichtigt und mithilfe geeigneter Routing-Software ermittelt, welche Fahrzeit zwischen einzelnen Ladestandorten notwendig wäre. Nach eingehender Prüfung der Marktdaten im Einklang mit der bisherigen deutschen und europäischen Kartellamtspraxis legt die Monopolkommission zur Bewertung der durchschnittlichen Anbieterkonzentration in Normal- und Schnellladepunktmärkten einen Fahrzeitradius von 15 Minuten zugrunde. Bei HPC- und Autobahnmärkten geht die Monopolkommission von einer Präferenz der Verbraucherinnen und Verbraucher für hohe Ladegeschwindigkeiten und dadurch auch von einer erhöhten Akzeptanz von längeren Anfahrtswegen aus. Daher werden für beide Marktarten Fahrzeitradien von 30 Minuten unterstellt.

K16. Im bundesweiten Durchschnitt ist in allen Märkten ein deutlicher Rückgang der Konzentration über die vergangenen beiden Jahre zu beobachten, wobei der Markt für Normalladepunkte derzeit den höchsten Wert aufweist: Durchschnittlich kontrolliert an jeder Normalladesäule ein einzelner CPO knapp die Hälfte aller alternativen Ladepunkte im Umkreis von 15 Minuten. Bei den höheren Ladegeschwindigkeiten fällt die Konzentration geringer aus, worin sich die verstärkte Investition in HPC-Ladepunkte widerspiegelt. Eine regionale Auswertung der Daten zeigt trotz der bundesweit sinkenden Konzentrationsraten weiterhin eine hohe Dominanz kommunaler Versorger.

K17. Die Monopolkommission sieht in der Schaffung eines fairen Wettbewerbsumfeldes zwischen dem Ad-hoc-Laden und dem Laden über E-Mobility-Service-Provider (EMP) im Bereich der Elektromobilität eine wichtige regulatorische Herausforderung für die Bundesregierung. Die derzeitige Bezahlstruktur auf den Lademärkten ist intransparent, da sich nur die Preise der EMP nicht aber die für das Ad-hoc-Laden direkt bei den Ladesäulenbetreibern (CPO) vor einem Ladevorgang vergleichen lassen. Dies schafft auf verschiedenen Ebenen Wettbewerbsprobleme. So hängt die Verhandlungsmacht der CPO gegenüber den EMP von der regionalen Anbieterkonzentration ab. Ladesäulenbetreiber mit Marktmacht können tendenziell höhere Preise gegenüber den EMP verlangen, was aufgrund der deutschlandweit oftmals einheitlichen EMP-Preise aber nicht für die Ladekundinnen und -kunden erkennbar wird. CPO, die in einem regionalen Markt noch nicht oder wenig aktiv sind, haben Schwierigkeiten, in diesen Markt einzutreten, da sie Ladekundinnen und -kunden keine eigenen Preisangebote machen können, sondern faktisch von den EMP abhängig sind.

K18. Ein wesentliches Problem für das direkte Ad-hoc-Laden besteht in der unzureichenden Preistransparenz. Jeder Ladesäulenbetreiber hat unterschiedliche Preise. Preisvergleichsmöglichkeiten für Ladekundinnen und -kunden sind im Bereich des Ad-hoc-Ladens jedoch stark eingeschränkt. Anzunehmen ist, dass Kunden deshalb oft das Laden über EMP bevorzugen. Die Monopolkommission erinnert daher an ihren Vorschlag aus dem 8. Energiesektorgutachten, die Markttransparenzstelle für Kraftstoffe im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen auf Ad-hoc-Ladepreise auszuweiten, um hier die Preistransparenz zu verbessern. Auch die Einführung des Plug&Charge-Systems, das das Laden ohne Ladekarte oder App ermöglicht, könnte den Wettbewerb weiter negativ beeinflussen. Es besteht die Gefahr, dass Automobilhersteller bestimmte EMP-Verträge als Standard vorgeben, was den Wettbewerb einschränken könnte.

Ferner könnte auch die Beschränkung von Plug&Charge auf das EMP-System den Wettbewerb behindern. Normierungsinstitutionen und Automobilhersteller sollten offene Mechanismen zur Wahl eines EMP-Vertrages oder eines Ad-hoc-Zahlungsmittels bereitstellen. Die Monopolkommission empfiehlt insbesondere, auch Ad-hoc-Zahlungsmöglichkeiten im Plug&Charge-System zu ermöglichen. Das Bundeskartellamt sollte die Entwicklung überwachen und kartellrechtliche Maßnahmen prüfen, falls Probleme auftreten.

K19. Der Masterplan II der Bundesregierung betont die Schlüsselrolle der Kommunen beim Ausbau der Ladeinfrastruktur. Die Bundesregierung plant die Einführung einer neuen Förderrichtlinie, die die Förderung der Kommunen ermöglichen soll. Die Förderung soll an die Vorlage eines kommunalen Masterplans und wettbewerbliche Vergabeverfahren geknüpft werden, um marktbeherrschende Stellungen einzelner CPO zu vermeiden. Inhouse-Vergaben und Vergaben an einzelne Betreiber sollten deshalb Ausnahmen bleiben und nur unter engen Bedingungen förderfähig sein, um den Wettbewerb zu schützen und die Ladeinfrastruktur effizienter zu gestalten.

K20. Der Bund engagiert sich aktiv beim Aufbau von HPC-Schnellladepunkten an deutschen Autobahnen und Verkehrsknotenpunkten im Rahmen des Deutschlandnetzes. Die Monopolkommission betont die Bedeutung des Wettbewerbs in diesem Bereich. Ladepunkte an Autobahnrastanlagen lassen sich als eigenständiger Markt betrachten. Die Monopolkommission empfiehlt, den Wettbewerb zwischen verschiedenen Betreibern an Raststätten zu ermöglichen. Allerdings hat die Tank & Rast Gruppe GmbH & Co. KG eine dominante Marktposition bei bewirtschafteten Rastanlagen und kann dadurch den Zugang für andere Betreiber beeinflussen. Die Monopolkommission fordert transparente Vereinbarungen über den Zugang von Dritten zu den Rastanlagen und angemessene Entgelte. Ein laufendes Verfahren vor dem EuGH betrifft die Neuvergabe von Konzessionen für Ladepunkte an Tank & Rast. Die aktuelle Situation verzögert den Ausbau der Ladeinfrastruktur. Eine Einigung zwischen den Parteien könnte von Vorteil sein, um die wettbewerblichen Ziele zu erreichen.

Wettbewerb auf dem Einzelhandelsmarkt für Kraftstoffe: Weitergabe des Tankrabatts an Verbraucherinnen und Verbraucher abhängig von Wettbewerb

K21. Neben teureren Strom- und Gasverträgen für Verbraucherinnen und Verbraucher hat der russische Angriffskrieg auf die Ukraine ebenfalls eine bedeutende Mehrbelastung über Kraftstoffpreise an Tankstellen verursacht. Um die Belastung abzufedern, wurde daher zwischen Juni und August 2023 der sog. Tankrabatt über die Reduktion der Energiesteuer eingeführt, der die Steuerlast für Benzin um 29,55 Cent pro Liter und für Diesel um 14,04 Cent pro Liter gesenkt hat.

K22. Die öffentliche Debatte um die Weitergabe des Tankrabatts war und ist weiterhin kontrovers. Kritikerinnen und Kritiker betonen, dass die unvollständige Weitergabe der Steuersenkung zu Gewinnsteigerungen bei Mineralölunternehmen geführt und das Preissignal an Zapfsäulen verfälscht hat, was zu einer erhöhten Kraftstoffnachfrage in einer Zeit knapper Ressourcen führte. Zudem wird bemängelt, dass Personen mit hohem Einkommen von der Steuersenkung verhältnismäßig mehr profitieren. Die Weitergabe des Tankrabatts ist Gegenstand verschiedener Forschungspapiere sowie einer empirischen Untersuchung des Bundeskartellamtes. Diese

zeigen, dass der Tankrabatt – trotz im Regulierungszeitraum steigender Kraftstoffpreise – zum Großteil an Verbraucherinnen und Verbraucher weitergegeben wurde.

K23. Die Monopolkommission sieht in der Analyse des Tankrabatts auch einen Erkenntnisgewinn hinsichtlich der Wettbewerbsverhältnisse auf dem deutschen Einzelhandelsmarkt für Kraftstoffe. Daher wird in diesem Gutachten auf Basis eines Ländervergleichs zwischen Deutschland und Frankreich die wettbewerbsabhängige Weitergabe der Steuersenkung empirisch untersucht. Die Wettbewerbsparameter umfassen dabei lokalen Wettbewerb in Abhängigkeit der Anzahl von Tankstellen derselben Marke in einem Fahrzeitradius von 20 Minuten sowie die Trennung zwischen Autobahn- und anderen Tankstellen. Die Analyse zeigt, dass sich die Weitergabe des Tankrabatts signifikant nach Wettbewerbsverhältnissen auf dem Einzelhandelsmarkt für Kraftstoffe unterscheidet. In Marktsegmenten mit mehr Wettbewerb werden etwa 94 Prozent der Steuersenkung weitergegeben, während die Weitergabe in Regionen mit geringem lokalen Wettbewerb etwa 89 Prozent beträgt. Besonders auffällig ist die geringere Weitergabe bei Autobahntankstellen, die nur 84 Prozent beträgt.

K24. Zwar ist die Tatsache, dass der Tankrabatt von Autobahntankstellen signifikant weniger weitergegeben wird als von anderen Tankstellen, kein kausaler Nachweis von unterschiedlichen Wettbewerbsverhältnissen. Die Ergebnisse sind aber in Verbindung mit der starken Zunahme von Preisen an Autobahntankstellen im Vergleich zu anderen Tankstellen, den Ergebnissen aus anderen ökonomischen Studien sowie der ausschließlichen Vergabe der Einlieferungs- und Vertriebsrechte für Kraftstoffe an Autobahntankstellen durch Tank & Rast ein starkes Indiz für eine andere Wettbewerbssituation. Daher empfiehlt die Monopolkommission dem Bundeskartellamt, auf dem Einzelhandelsmarkt für Kraftstoffe in der sachlichen Marktabgrenzung zukünftig nach Vertriebswegen zu unterscheiden und das Segment der Autobahntankstellen getrennt zu berücksichtigen. Ein solches Vorgehen wäre somit hilfreich für die präzise Anwendung der Missbrauchskontrolle. Diese Empfehlung hat zudem eine besondere Relevanz, da derzeit bei der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge eine ähnliche Diskussion zur sachlichen Marktabgrenzung, insbesondere im Hinblick auf Schnellladestationen, geführt wird.

Kapitel 1

Energiemärkte im Wandel

1. Seit 2005 hat die Monopolkommission gemäß § 62 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) den gesetzlichen Auftrag, alle zwei Jahren ein Gutachten zur wettbewerblichen Entwicklung auf den Energiemärkten zu erstellen. In diesem Gutachten soll die Monopolkommission unter anderem den Stand und die absehbare Entwicklung des Wettbewerbs beurteilen und zu aktuellen wettbewerbsspolitischen Fragen der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas Stellung nehmen. Bei dem vorliegenden Gutachten handelt es sich um das neunte Sektorgutachten Energie.

2. Bei der Auswahl der Themen und Märkte, die vertieft analysiert werden, berücksichtigt die Monopolkommission insbesondere diejenigen Märkte, bei denen die ökonomische, politische und gesellschaftliche Relevanz besonders groß erscheint. Gleichzeitig sollen abseits von kurzfristigen Trends Empfehlungen zur Förderung des Wettbewerbs und zur Steigerung der gesamtgesellschaftlichen Wohlfahrt gegeben werden, die nicht nur bis zum Erscheinen des jeweils nächsten Gutachtens, sondern auch mittel- und langfristige Bestand haben.

3. Der Energiesektor ist bereits seit Jahrzehnten gravierenden Veränderungen ausgesetzt, die vielfach ökonomische, politische und soziale Folgen haben. Gleichzeitig beeinflussen gesellschaftliche Strömungen auch die Entwicklung der Energiemärkte und verändern den Spielraum für politisches Handeln.¹ Diese Entwicklung der Energiemärkte in den letzten zwei Jahren und damit auch die Inhalte dieses Sektorgutachtens stehen dabei notwendigerweise im Kontext des russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine. Insbesondere auf dem Gasmarkt hat die jüngste Energiekrise zu starken Verwerfungen geführt. Kapitel 2 dieses Gutachtens umfasst deshalb Analysen auf verschiedenen Ebenen des deutschen und europäischen Gasmarkts. Auf dem Upstream-Markt steht dabei der Aspekt der Versorgungssicherheit im Vordergrund. Hier sind durch den unerwarteten Wegfall der Gasimporte aus Russland neue Wege nötig, um die Gasversorgung in Deutschland und Europa nachhaltig sicherzustellen.

4. Diese Knappheit wirkte sich in Form von starken Preiserhöhungen für Haushalte und Industrie auch auf dem Downstream-Markt aus. Hier ist es ein zentrales Anliegen der Monopolkommission, den Wettbewerb zwischen verschiedenen Versorgern zu verstärken, um dauerhaft bezahlbare Preise für die Verbraucherinnen und Verbraucher zu gewährleisten. Hierzu werden Maßnahmen diskutiert, die die privaten Haushalte zum Anbieterwechsel anreizen sollen, der wiederum den Wettbewerbsdruck auf die Anbieter erhöhen könnte. Weiterhin wurden als eine mögliche Antwort auf die stark angestiegenen Energiepreise verschiedene Eingriffe in das Preissystem für Strom und Gas diskutiert, zum Beispiel in Form eines Gaspreisdeckels.² Solche Maßnahmen mögen auf den ersten Blick wirksam erscheinen, bergen jedoch fundamentale Risiken

¹ „Letzte Generation“ blockiert BMW-Werk in Regensburg, Süddeutsche Zeitung, 23. August 2023. „Es gibt kein Recht auf Kohlebagger fahren“, Stuttgarter Nachrichten, 24. Mai 2019.

² Dullien, S./Weber, I.M., Höchste Zeit für einen Gaspreisdeckel: ein wichtiges Instrument im Kampf gegen Energiepreisbelastung, Wirtschaftsdienst, 102, 2022, S. 595–598.

hinsichtlich der gesetzten Anreize. Eine Analyse der Vor- und Nachteile dieser Intervention ist ebenfalls Teil von Kapitel 2 des vorliegenden Gutachtens.

5. Diese unerwarteten Entwicklungen auf dem Gasmarkt wirken sich auch auf andere Aspekte des Energiesektors aus. Die zeitweise stark gestiegenen Gaspreise führten über den Mechanismus der Merit Order auch zu erhöhten Strompreisen und verstärkten die bestehende breite Debatte über den Strommarkt der Zukunft. Weiterhin zeigte diese Entwicklung die Dringlichkeit der Abkehr von fossilen Energieträgern auch im Stromsektor. Mit der Transformation des Energiesystems im Rahmen der Energiewende sind nicht nur tiefgreifende gesellschaftliche und politische, sondern auch ökonomische und wettbewerbliche Veränderungen verbunden. Kapitel 3 dieses Gutachtens beschäftigt sich daher intensiv mit der Frage, welche Möglichkeiten zur Gestaltung eines zukunftsfähigen und resilienten Energiesystems bei einem gleichzeitigen Umstieg von fossilen auf erneuerbare Energieträger bestehen. Die hier gewonnenen Erkenntnisse sind dabei auch in der längeren Frist und somit über die aktuelle Krisensituation hinaus aussagekräftig.

6. Der Umstieg von fossilen auf erneuerbare Energieträger führt unter anderem zu stärkeren Schwankungen in der Stromproduktion, da Strom aus Solar- und Windenergie – abhängig von den äußeren Bedingungen – nicht jederzeit im gleichen Maße verfügbar ist. Gleichzeitig wird aufgrund der absehbaren stärkeren Verbreitung von Elektrofahrzeugen sowie Wärmepumpen der Strombedarf in Zukunft weiter ansteigen. Diese Entwicklungen stellen die Organisation des Stromsystems vor neue Herausforderungen. Kapitel 3 des vorliegenden Gutachtens befasst sich dabei insbesondere mit der Frage, wie die Versorgungssicherheit im Stromsystem auch unter diesen zukünftig veränderten Rahmenbedingungen effizient und wettbewerblich gewährleistet werden kann. Die Sicherstellung einer zuverlässigen und gleichzeitig bezahlbaren Stromversorgung ist dabei auch ein zentraler Wettbewerbsfaktor für die Industrie in Deutschland und Europa.

7. Kapitel 4 betrachtet die gegenwärtige Entwicklung auf dem Ladesäulenmarkt für Elektrofahrzeuge als zentraler Bestandteil der Verkehrswende. Weiterhin steht dabei die Frage im Vordergrund, wie der schnelle und flächendeckende Ausbau der Ladeinfrastruktur effizient und wettbewerblich organisiert werden kann. Aufbauend auf den Analysen vorheriger Sektorgutachten werden dabei aktuelle Entwicklungen aufgezeigt und die wettbewerbliche Situation dargestellt. Die Anzahl und Kapazität von Ladepunkten im öffentlichen Raum haben sich in den letzten Jahren stark erhöht und müssen weiter ausgebaut werden, um mit dem gleichzeitigen Anstieg der Anzahl an Elektrofahrzeugen in Deutschland Schritt zu halten. Für den Ausbau der Ladeinfrastruktur ist dabei weiterhin ein wettbewerbspolitischer Ordnungsrahmen erforderlich, der die marktspezifischen Eigenschaften der Ladeinfrastruktur berücksichtigt. So müssen beim Neuaufbau von Ladepunkten im öffentlichen Raum häufig die Kommunen mit einbezogen werden. Viele Anbieter von Ladedienstleistungen betreiben selbst keine Ladestationen, sondern agieren als Zwischenhändler zwischen Betreibern und Endverbraucherinnen und -verbrauchern. Diese zusätzliche Interaktion erhöht die Komplexität auf dem Ladesäulenmarkt und kann zusätzlichen Regulierungsbedarf erfordern.

8. Eine weitere politisch und ökonomisch bedeutsame Folge des russischen Angriffs auf die Ukraine war ein Anstieg der Benzin- und Dieselpreise. Zur Entlastung der Verbraucherinnen und Verbraucher entschied die Bundesregierung daher als Teil des zweiten Entlastungspakets, die Energiesteuer auf Kraftstoffe vorübergehend auf das unionsrechtlich festgelegte Mindestniveau abzusenken. Dieser sogenannte Tankrabatt war von Juni bis August 2022 in Kraft und wurde zeitweise in Politik, Wissenschaft und Gesellschaft kontrovers diskutiert. Abgesehen von verteilungs- und umweltpolitischen Aspekten wurde insbesondere hinterfragt, inwiefern die Steuersenkung tatsächlich an die Endkundinnen und -kunden weitergegeben wurde.³

9. In Kapitel 5 des vorliegenden Gutachtens werden empirische Analysen zu dieser Fragestellung präsentiert. Dabei lässt sich zeigen, dass der größte Teil des Tankrabatts tatsächlich weitergegeben wurde. Die Untersuchung zeigt außerdem eine Differenzierung bei der Weitergabe zwischen Autobahn- und sonstigen Tankstellen. In der sachlichen Marktabgrenzung zukünftig nach Vertriebswegen zu unterscheiden und das Segment der Autobahntankstellen getrennt zu berücksichtigen, könnte somit für die präzise Anwendung der Missbrauchskontrolle hilfreich sein. Die Untersuchungen dieses Kapitels erlauben somit auch Erkenntnisse über die Wettbewerbsbedingungen auf den verschiedenen Tankstellenmärkten sowie die sinnvolle Marktabgrenzung zwischen diesen Märkten.

³ Fuest, C./Neumeier, F./Stöhlker, D., Der Tankrabatt: Haben die Mineralölkonzerne die Steuersenkung an die Kunden weitergegeben?, Perspektiven der Wirtschaftspolitik, 23, 2022, S. 74–80. Kartellamt: Tankrabatt wurde „überwiegend“ weitergegeben – keine Anzeichen für Absprachen, Handelsblatt, 28. November 2022.

Kapitel 2

Versorgungssicherheit und Wettbewerb im Gasmarkt

10. Der russische Angriffskrieg in der Ukraine und die daraus resultierenden geopolitischen Verwerfungen haben weitreichende Konsequenzen für die Versorgungslage auf dem europäischen und deutschen Gasmarkt. Dies gilt sowohl für den Upstream- als auch für den Downstream-Markt. Während der Upstream-Markt Faktoren umfasst, die die Versorgung mit Primärenergieträgern betreffen, geht es im Downstream-Teil des Gasmarktes vor allem um die Versorgung von Verbraucherinnen und Verbrauchern mit Gas durch Gasanbieter über ein funktionsfähiges Gasnetz. Obwohl die Upstream-Gasmärkte in den vergangenen Jahren einseitig abhängig von russischen Importen waren, war die Marktmacht Russlands bei der Gaslieferung bis zum Ausbruch des Krieges aufgrund langfristiger Lieferverträge keine wahrgenommene Bedrohung für die Versorgungssicherheit. Die geringe Importdiversifizierung und physische Austauschbarkeit von Gasimporten in Kombination mit einer begrenzten heimischen Gasförderung und niedrigen Speicherfüllständen wurde allerdings durch den plötzlichen Anstieg des geopolitischen Risikos, mit dem russische Importe behaftet waren, zum Versorgungsproblem, da die Erfüllung der Lieferverträge der bedeutendsten Importquelle in Frage stand. Unter anderem führte die Importabhängigkeit von Russland dazu, dass der TTF day-ahead Preis als wichtigster europäischer Benchmark Preis für Erdgas von 2021 noch etwa 30€/MWh Ende 2022 auf kurzzeitig über 300€/MWh anstieg.⁴ Diese außerordentlich hohen Preise auf dem Spotmarkt indizierten Bedenken zur Versorgungssicherheit auf dem europäischen und deutschen Gasmarkt und verdeutlichten die Abhängigkeit von Russland als Lieferstaat für Gas.

11. Deutschland und Europa haben die Gasbezüge aus Russland als Reaktion auf die geopolitische Krise mit LNG-Importen und Pipelinegas aus Norwegen ersetzt und konnten somit die drohende Versorgungskrise auf dem Gasmarkt abwenden. Zudem wurde massiv in den Ausbau der LNG-Infrastruktur investiert. Die Versorgungssicherheit auf dem Gasmarkt in Deutschland ist aktuell gewährleistet und Gasflüsse nach Deutschland sind stabil. Die Gasspeicherstände sind vergleichbar mit dem Jahr 2019 und liegen damit deutlich oberhalb der Stände von 2018 und 2021. Ein Teil der weggefallenen Importe wurde zudem durch Einsparungen im Verbrauch bei Industrie und Haushalten kompensiert.⁵

12. In Unterkapitel 1.1 werden die Determinanten von Upstream-Versorgungssicherheit auf dem Gasmarkt, die während der aktuellen Energiekrise besonders relevant sind, aus einer wettbewerbsökonomischen Perspektive analysiert. Unter anderem wird ein Versorgungssi-

⁴ Yahoo Finance, Dutch TTF Natural Gas Calendar, 22. Juni 2023, https://finance.yahoo.com/quote/TTF%3DF/?guccounter=1&guce_referrer=aHR0cHM6Ly93d3cuZ29vZ2xlLmNvbS8&guce_referrer_sig=AQAAAN30EGEcTx5YMdH9zKT6Qalyxf7Lh0iXiR067e-nBUYPU8y6GjlrSvbyf9QEeqVH_gbV_nob4-ZEuM-wXJkwbZyQn8er8HXouJGrtq_nbJSeb58R-agrgmp9U6cakG4jNyhjE8mvPIAUMQygVYmyAoq1D5cN-sfyVyXUM94mCG8uK0.

⁵ Bundesnetzagentur, Lagebericht Gasversorgung, 25. Mai 2023, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/_downloads/2023/05_Mai/230525_gaslage.pdf?__blob=publication-File&v=2.

cherheitsrisiko-Index entwickelt, der die Anfälligkeit für Versorgungsrisiken anhand von wettbewerblichen und geopolitischen Aspekten für verschiedene europäische Staaten quantifiziert und zukünftig als Indikator für den „Notfallplan Gas“ in Deutschland aufgenommen werden könnte. Außerdem wird der Ausbau der LNG-Infrastruktur als Mechanismus zur Flexibilisierung der Importstruktur kritisch gewürdigt und die umwelt- und wettbewerbsökonomischen Folgen der Importumstellung diskutiert.

13. Die außergewöhnlich hohen Preise für Gas wurden mit zeitlicher Verzögerung auch im Downstream-Markt an Verbraucherinnen und Verbraucher weitergegeben und haben zu einer erheblichen Belastung von Industrie und Haushalten geführt. Diese Krisensituation hat auch die Marktstrukturen für Verbraucherinnen und Verbraucher stärker in den Blickpunkt gerückt. Die Möglichkeit zum Anbieterwechsel verdient dabei besondere Beachtung, da sie eine einfache Lösung zur Dämpfung extremer Preisanstiege anbieten kann. Dies setzt jedoch die passenden politischen Rahmenbedingungen und ein entsprechendes Interesse am Wechsel auf der Haushaltsseite voraus.

14. Mit Blick auf den Downstream-Markt wird daher in diesem Kapitel zunächst das Wechselverhalten der privaten Haushalte in Bezug auf den Gasversorger untersucht, insbesondere im Zusammenspiel mit den aktuellen gesetzlichen Regelungen zur Grund- und Ersatzversorgung, der entscheidenden Einfluss auf die Ausweichmöglichkeit von Verbraucherinnen und Verbrauchern hat. Mögliche Alternativen und Reformen werden diskutiert und ihre ökonomischen Folgen analysiert. Die Analyse der wettbewerbsökonomischen Auswirkungen dieser Regelungen sowie möglicher Alternativen und weiterer Maßnahmen zur Steigerung der Wechselaktivität sind Gegenstand von Kapitel 1.2.

15. Die enormen Preissteigerungen für Endkundinnen und -kunden führten auch zu intensiven Debatten über schnell und zielgerichtet wirkende Entlastungsmaßnahmen. Im Rahmen dessen wurde im Laufe des Jahres 2022 von verschiedenen Stellen ein subventionierter Basisbedarf an Gas für Verbraucherinnen und Verbraucher gefordert, um allen Haushalten ein Mindestkontingent an bezahlbarem Gas zu ermöglichen. Mit dem Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetz wurde ein vergleichbarer, jedoch in seiner Wirkung nicht identischer Mechanismus -zunächst befristet bis April 2024- eingeführt. In Kapitel 1.3 werden die potenziellen allokativen und distributiven Wirkungen einer dauerhaften Festschreibung von nichtlinearen Tarifen diskutiert.

16. Die in diesem Kapitel entwickelten Analysen, Positionen und Vorschläge stehen unvermeidbar im Kontext der Energiekrise des letzten Jahres. Sie richten gleichwohl den Blick in die mittelfristige Zukunft und sollen auch nach der Beendigung der gegenwärtigen Krisensituation noch Bestand haben. Zum einen kann dadurch die Resilienz für mögliche zukünftige Energiekrisen gestärkt werden, zum anderen wurden die hier gemachten Vorschläge mit dem Anspruch entwickelt, auch in Nicht-Krisenzeiten Bestand zu haben.

2.1 Versorgungssicherheit

2.1.1 Schlüsse aus der drohenden Versorgungskrise auf dem Gasmarkt ziehen

17. Mit Blick auf die Entwicklungen auf dem Gasmarkt der vergangenen Monate gilt es, Schlüsse zu ziehen, die in Zukunft die Versorgungssicherheit mit Erdgas als Brückentechnologie zu einer erneuerbaren Energiewirtschaft wettbewerbsfähig besser gewährleisten. Wettbewerb bei Gaslieferungen und Versorgungssicherheit sind nicht deckungsgleich. Die physische Austauschbarkeit von Gaslieferanten bildet allerdings eine gemeinsame Schnittmenge von Wettbewerb und Versorgungssicherheit. Wettbewerb zwischen Lieferstaaten wird demnach erhöht, wenn eine Substituierung von Lieferanten einfacher möglich ist. Versorgungssicherheit wird ebenfalls durch die Substituierbarkeit von Lieferanten gestärkt, da bei Wegfall eines Lieferanten alternative Versorgungsquellen zur Verfügung stehen.⁶ Das Hauptaugenmerk in diesem Kapitel liegt daher auf der physischen Austauschbarkeit von Gasimporten als Schnittmenge von Wettbewerb und Versorgungssicherheit.

18. Nachfolgend werden in Abschnitt 1.1.2 der Begriff der „Versorgungssicherheit“ im Gasmarkt zunächst definiert und die Schlüsselkomponenten von Versorgungssicherheit über die letzten Jahre in Abschnitt 1.1.3 analysiert. Insbesondere wird ein Versorgungssicherheitsrisiko-Index entwickelt, der Versorgungsrisiken anhand von wettbewerbsrechtlichen und geopolitischen Aspekten für verschiedene europäische Staaten quantifiziert. Abschnitt 1.1.4 erläutert die Schlüsselfunktion von LNG für die Flexibilisierung der Gasimportstruktur, merkt aber zusätzlich kritisch die Herausforderungen von zunehmenden LNG-Importen an und verdeutlicht wettbewerbsrechtliche und umweltökonomische Konsequenzen. Zuletzt fasst Abschnitt 1.1.5 die zentralen Handlungsempfehlungen der Monopolkommission zusammen, die mit Blick auf den Wettbewerb die Versorgungssicherheit auf dem europäischen und deutschen Gasmarkt zukünftig verbessern können.

2.1.2 Versorgungssicherheit auf dem Gasmarkt im EU- und nationalen Recht

19. Eine einheitliche Definition des Begriffs „Versorgungssicherheit“ auf nationaler und internationaler Ebene ist bisher nicht etabliert.⁷ Das Schaffen von Versorgungssicherheit findet allerdings sowohl im EU-Recht als auch im nationalen Recht Erwähnung.

2.1.2.1 Versorgungssicherheit auf EU-Ebene

20. Auf EU-Ebene ist die gesetzliche Grundlage für die Sicherung der Gasversorgung im Krisenfall die Verordnung (EU) 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gas-

⁶ So merkt die BNetzA in zwei Beschlüssen zur Freistellung neuer LNG-Terminals von der Regulierung an, dass die Substituierbarkeit von Gaslieferungen entscheidend zur Sicherung von Versorgungssicherheit beiträgt. Zudem wird der Wettbewerb bei der Gasversorgung durch neue LNG-Terminals verstärkt. Vgl. Bundesnetzagentur, BK7-20-0107, 2023. Vgl. auch Bundesnetzagentur, BK7-22-0086, 2023.

⁷ Vgl. auch Wissenschaftlicher Dienst, Deutscher Bundestag, Versorgungssicherheit im Energiebereich in der Gesetzgebung, 2021.

versorgung (sogenannte SoS-Verordnung). Die SoS-Verordnung legt einen Rahmen für den Inhalt der nationalen Notfallpläne fest und dient damit der Stärkung des Erdgasbinnenmarktes und der Vorsorge für einen Versorgungsengpass.⁸ Die diesbezüglichen Anforderungen an die Mitgliedstaaten aus Art. 8 der SoS-Verordnung wurden in Deutschland im Rahmen der Regelungen über den „Notfallplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland“ umgesetzt. In Verbindung mit Richtlinie 2009/73/EG über den Gasmarkt wird Sicherheit der Versorgung in der Verordnung als Beständigkeit und Betriebssicherheit der Erdgasversorgung definiert.⁹

21. Zentraler Bestandteil der SoS-Verordnung ist ein dreistufiger Notfallplan für die Gasversorgung, der den Rahmen für die jeweiligen nationalen Notfallpläne festlegt und eine Frühwarnstufe, Alarmstufe und Notfallstufe umfasst. Während die Sicherung der Gasversorgung auf den ersten beiden Stufen durch marktbasierende Mechanismen erfolgt, kann der Staat auf der Notfallstufe hoheitliche Maßnahmen ergreifen. Darüber hinaus sieht die SoS-Verordnung in drei zusätzlichen Säulen vor, über die Mechanismen der regionalen Kooperation und der Stärkung der Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten sowie über eine Vorgabe zur Befüllung der Gasspeicher die Versorgungssicherheit mit Gas weiter zu stärken.¹⁰

22. Über regionale Kooperation zwischen Mitgliedsstaaten werden Risiken für die Sicherheit der Erdgasversorgung in der EU identifiziert, Risikogruppen festgelegt und Maßnahmen vereinbart, um die Sicherheit der Erdgasversorgung zu erhöhen. Der Solidaritätsmechanismus verpflichtet die Mitgliedstaaten dazu, Maßnahmen zu ergreifen, die die Versorgung von Verbraucherinnen und Verbrauchern in unmittelbar angrenzenden Mitgliedstaaten sicherstellen. Die Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten ist dabei als letztes Mittel zur Aufrechterhaltung der Gasversorgung vorgesehen. Schließlich ist jeder Mitgliedstaat dazu verpflichtet, ausreichend Gas vor dem Winter zu speichern, sodass die europäischen Gasspeicher von den Mitgliedstaaten gemeinsam zur Sicherstellung der Gasversorgung genutzt werden können.

2.1.2.2 Versorgungssicherheit im nationalen Energierecht

23. Im deutschen Energierecht findet der Begriff der Versorgungssicherheit ebenfalls Erwähnung. Zweck des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) ist gemäß § 1 Abs. 1 EnWG das Verfolgen eines zentralen Zielekanons, der eine möglichst „sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente, umweltverträgliche und treibhausgasneutrale, leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, Gas und Wasserstoff“ umfasst. Das Bestreben, jedes Ziel individuell zu gewährleisten, führt allerdings zu einem Trade-off, bei dem das Erreichen eines Ziels die Realisierung eines anderen Ziels beeinträchtigt. So besteht zum Beispiel im Fall von hohen Preisen für Gasimporte eine Abwägung zwischen der Gewährleistung von Sicherheit und

⁸ BMWK, Notfallplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland, 2022.

⁹ Pirstner-Ebner, R., European Energy Law: Market System for Electricity and Gas – Energy Supply Security – Green Energy System of the Future (Green Smart Grid), 2022.

¹⁰ FNB Gas, Rechtsrahmen für eine sichere Versorgung mit Erdgas, 2023, <https://fnb-gas.de/deutschland-sicherheit-erdgas-versorgen/rechtsrahmen/>.

einer preisgünstigen Versorgung. Zudem wäre die Internalisierung von Umweltkosten der Gasförderung und des Gastransportes in Verkaufspreisen dem Ziel der Umweltfreundlichkeit und Treibhausgasneutralität zuträglich, würde aber höhere Preise mit sich bringen.

24. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, die als Begriff im EnWG nicht genau definiert ist, wird ein bedarfsgerechter Ausbau der Gasnetze durch die Netzentwicklungsplanung gemäß §§ 15a, 15b EnWG koordiniert. Die Gasnetzbetreiber tragen dabei die Systemverantwortung für die Infrastruktur und haben nach §§ 15, 16a EnWG eine sichere und zuverlässige Gasversorgung zu gewährleisten. Sollte es zu einer Gefährdungs- oder Störungssituation kommen, sind die Gasnetzbetreiber nach § 16 Abs. 1 EnWG berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung durch netz- oder marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen. Die Versorgung insbesondere von Haushaltskundinnen und -kunden mit Erdgas wird durch § 53a EnWG priorisiert sichergestellt. Gaslieferanten und Netzbetreiber sind demnach verpflichtet, auch in Krisenfällen die Gasversorgung von Haushaltskundinnen und -kunden aufrechtzuerhalten.¹¹

25. In Deutschland wurden verschiedene Maßnahmen eingeführt, um die nationale Versorgungssicherheit während der aktuellen Energiekrise zu stützen. Der mit dem Gasspeichergesetz neu geschaffene Teil 3a des EnWG (§§ 35a-h) legt Verantwortlichkeiten, Maßnahmen und Instrumente zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Gasmarkt grundlegend neu fest. Ein wichtiger Bestandteil des Gesetzes sind zudem die Mindestfüllstände, die zu bestimmten Terminen erreicht werden müssen.¹² Die Marktakteure sind in erster Linie für die Erreichung dieser Füllstände verantwortlich, während die Speicherbetreiber die Überwachung und Meldung dieser Füllstände sicherstellen müssen. Der Marktgebietsverantwortliche Trading Hub Europe (THE) erhält zusätzliche Instrumente, um die Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr sicherzustellen. Wenn die gesetzlichen Speichervorgaben nicht erfüllt werden, kann THE Maßnahmen ergreifen, um die festgelegten Füllstände zu erreichen.¹³ Das Gesetz ist ein wichtiger Schritt zur Verbesserung der nationalen Versorgungssicherheit und hat maßgeblich dazu beigetragen, Engpässe in der Gasversorgung im Winter 2022/2023 zu vermeiden.

26. Im September 2019 hat die Bundesrepublik Deutschland den Notfallplan Gas gem. Art. 8 der SoS-Verordnung veröffentlicht. Hiernach prüft das BMWK die Voraussetzungen für das Ausrufen der verschiedenen Stufen anhand von festgelegten Indikatoren. Diese umfassen unter anderem den Status von Gasströmen an wichtigen Einspeisepunkten, Speicherfüllstände, den Ausfall wichtiger Aufkommensquellen, den technischen Ausfall von Gasinfrastruktur, extremes Wetter bei gleichzeitig hoher Nachfrage, die Gefahr von Unterversorgung und das Ausrufen von Krisenstufen in Nachbarländern.

¹¹ Vgl. auch Wissenschaftlicher Dienst, Deutscher Bundestag, Versorgungssicherheit im Energiebereich in der Gesetzgebung, a. a. O., vgl. Fn. 7.

¹² Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Faktenpapier Gasspeichergesetz: Versorgungssicherheit durch volle Gasspeicher, 2022, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220325_faktenpapier_gasspeichergesetz.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

¹³ Ebenda.

27. Die Frühwarn- und Alarmstufe unterscheiden sich durch das bestehende Ausmaß der Indikatoren. In beiden Stufen stellen weiterhin Gasversorgungsunternehmen die Erdgasversorgung sicher. Die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) geben mindestens einmal täglich einen Lagebericht an das BMWK. Die Notfallstufe wird bei einer massiven Beeinträchtigung der Gasversorgung, gemessen an den festgelegten Indikatoren, ausgerufen. In dieser Stufe stehen neben den marktbasierenden Maßnahmen des EnWG auch hoheitliche Maßnahmen zur Sicherung der Versorgung zur Verfügung. Die BNetzA als Bundeslastverteiler oder die Bundesländer als Lastverteiler führen diese Maßnahmen durch.

28. Zusätzlich soll das Energiesicherungsgesetz (EnSiG) die Krisenvorsorge und Krisenbewältigung stärken. Das Gesetz räumt dem Bund weitreichende Handlungsoptionen im Fall einer Gefährdung oder Störung der Energieversorgung ein. Kritische Infrastruktur in der Gasversorgung kann im Notfall zeitlich befristet unter Treuhandverwaltung gestellt oder als letztes Mittel enteignet werden. Gasspeicher dürfen nur mit Genehmigung der Bundesnetzagentur stillgelegt werden. Außerdem wird eine digitale Plattform eingeführt, um die Gasversorgung auch im Krisenfall sicherzustellen. In einer nationalen Notfalllage können Gasmengen auf dieser Plattform angeboten und zugeteilt werden.¹⁴

2.1.2.3 Definition von Versorgungssicherheit im Gasmarkt basierend auf den Zielen des EnWG

29. Bisher ist der Begriff der Versorgungssicherheit im Gasmarkt weder auf nationaler noch auf internationaler Ebene rechtlich einheitlich definiert. Für dieses Kapitel wird deshalb die von verschiedenen energiewirtschaftlichen Instituten gemeinsam herausgearbeitete Definition von Versorgungssicherheit auf dem Gasmarkt basierend auf dem EnWG herangezogen.¹⁵ Demnach ist Versorgungssicherheit auf dem Gasmarkt gegeben, wenn Verbraucherinnen und Verbraucher „unterbrechungsfrei und nachhaltig, also derzeit und zukünftig, ihren Bedarf an Gas decken können“. Insgesamt umfasst die Versorgungssicherheit somit alle Stufen der Wertschöpfungskette der Gasversorgung inklusive der Förderung oder Beschaffung von Primärenergieträgern, dem Transport (Fernleitung und Übertragung) und der Verteilung über Netze und Anlagen. Die Betrachtung von allen Stufen der Wertschöpfungskette kann als Unterscheidung zwischen vorgelagerter (Upstream-) und nachgelagerter (Downstream-) Versorgungssicherheit verstanden werden.¹⁶

30. Upstream-Versorgungssicherheit umfasst dabei Faktoren, die die Versorgung mit Primärenergieträgern beeinflussen. Dazu gehören vor allem die Sicherheit heimischer Gasförderung und der Gasimporte verbunden mit geopolitischen Sicherheitsrisiken. Downstream-Versorgungssicherheit wird hingegen maßgeblich von der technischen Sicherheit des Versorgungssystems bestimmt, das die Verteilung an Verbraucherinnen und Verbraucher gewährleistet.

¹⁴ Bundesregierung, Änderung des Energiesicherungsgesetzes, 2023.

¹⁵ Weg, G., CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft S. 2.

¹⁶ Albrecht, J./RWE (Firm : 1990-), Definition Versorgungssicherheit, München, 2011.

31. Die in den letzten zwei Unterkapiteln aufgezeigten aktuellen Maßnahmen konzentrieren sich auf die Speicherung und Verteilung von Erdgas im Sinne der Downstream-Versorgungssicherheit. Insbesondere im Kontext der aktuellen Energiekrise und dem Wegfall russischer Gasimporte, die den größten Teil deutscher und europäischer Bezüge ausgemacht haben, kommt allerdings der Upstream-Versorgungssicherheit eine besondere Bedeutung zu. Daher liegt auch das Hauptaugenmerk in diesem Kapitel nach einer kurzen Betrachtung der Downstream-Versorgungssicherheit auf der Analyse der Upstream-Versorgungssicherheit.

2.1.3 Quantifizierung von Versorgungssicherheit in der Energiekrise

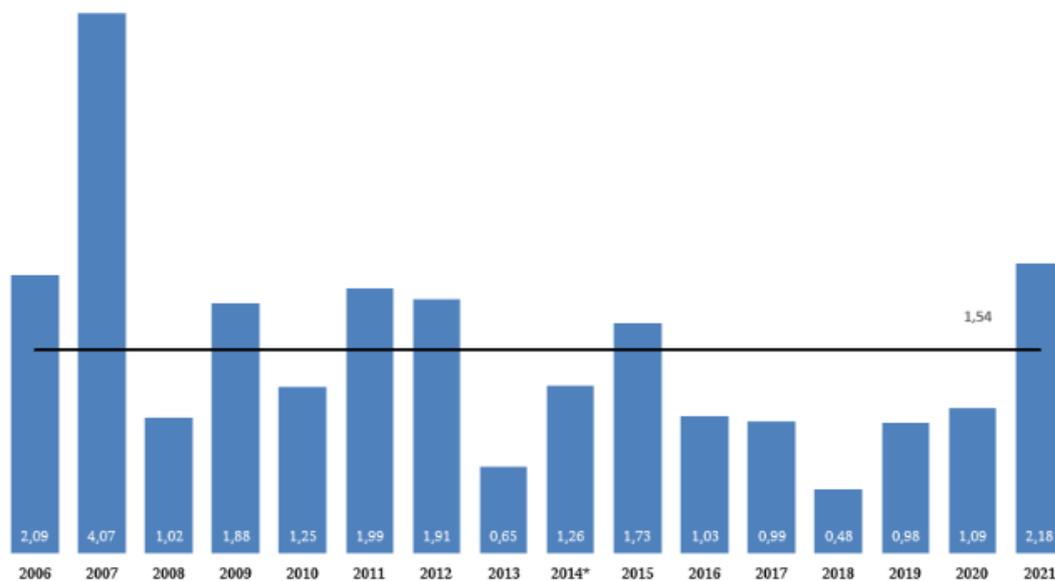
32. Im Folgenden werden die zentralen Bestimmungsfaktoren von Versorgungssicherheit auf dem Gasmarkt im Sinne einer kurz- und langfristig unterbrechungsfreien Deckung des Bedarfs von Verbraucherinnen und Verbrauchern über die letzten Jahre analysiert. Nachdem eine kurze Darstellung der Downstream-Versorgungssicherheit auf dem deutschen Gasmarkt vorgenommen wird, wird die historische Entwicklung des TTF-Gaspreises genutzt, um den Ursprung von Upstream-Versorgungssicherheitsrisiken während der aktuellen Energiekrise zu illustrieren. Diese werden anschließend genauer betrachtet.

33. Um zukünftig die Upstream-Versorgungssicherheit wettbewerblich genauer einzuschätzen, wird in diesem Kapitel außerdem ein neuer Versorgungsrisiko-Index präsentiert, der sowohl Wettbewerb bei der Lieferung von Gas als auch länderspezifische geopolitische Risiken der Lieferstaaten berücksichtigt. Der Index könnte zukünftig in die Risikobewertung einfließen, die die Grundlage für das Ausrufen der Stufen des „Notfallplan Gas“ bildet.

2.1.3.1 Technische Versorgungssicherheit des deutschen Gasnetzes ist gegeben

34. Auf den Gasendkundenmärkten in Deutschland ist die technische Versorgungsqualität hoch. So beträgt der System Average Interruption Duration Index (sogenannter SAIDI-Wert) als Maßstab für die Versorgungsqualität, der von der Bundesnetzagentur jeweils im Folgejahr veröffentlicht wird, 2,18 Minuten für das Jahr 2021. Dies bedeutet, dass jede Endverbraucherin und jeder Endverbraucher in Deutschland von Gas im Jahr 2021 durchschnittlich etwa zwei Minuten von der Gasversorgung abgeschnitten war.¹⁷

¹⁷ Bundesnetzagentur, Kennzahlen der Versorgungsunterbrechung Gas, 2023, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Gas/start.html.

Abbildung 2.1: SAIDI-Index für Gasendkundenmärkte 2006-2021

Quelle: Bundesnetzagentur (2022).

35. Obwohl der aktuelle Wert, wie in Abbildung 2.1 dargestellt, leicht oberhalb des langfristigen Mittelwertes von 1,54 Minuten liegt, ist die technische Zuverlässigkeit der deutschen Gasversorgung damit insgesamt hoch. Es bestehen allerdings große Unterschiede zwischen den jeweiligen Bundesländern. Die starke Regionalität der SAIDI-Werte kann vor allem durch lokale bauliche Maßnahmen als Fremdeinwirkung auf das Gasnetz bedingt sein.¹⁸ Während der SAIDI-Wert 2021 in Hamburg und im Saarland bei nur 0,11 Minuten lag, betrug er in Niedersachsen 6,61 und in Schleswig-Holstein 7,35 Minuten.¹⁹ Insgesamt impliziert der SAIDI-Index jedoch eine im internationalen Vergleich verhältnismäßig hohe technische Versorgungssicherheit auf dem deutschen Endkundenmarkt für Gas.²⁰

36. Damit zeigt sich, dass die Gewährleistung technischer Versorgungsqualität in Deutschland kein entscheidender Faktor für die Entstehung der drohenden Versorgungskrise im Jahr 2022 war. Durch den Angriffskrieg von Russland in der Ukraine wurden vielmehr die Gasimporte nach Europa und Deutschland unsicher, was sich in der Höhe und Volatilität des Gaspreises niedergeschlagen hat.

¹⁸ Bundesnetzagentur, Versorgungsunterbrechungen Gas 2021, 5. Juli 2022, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2022/20220705_SAIDI.html.

¹⁹ Bundesnetzagentur, SAIDI-Wert Gas 2021: Bundesländer, 2022.

²⁰ Council of European Energy Regulators (CEER), CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply 2022, 2022, <https://www.ceer.eu/documents/104400/7324389/7th+Benchmarking+Report/15277cb7-3ffe-8498-99bb-6f083e3ceecb>. Vgl. auch E-Control, Ausfall- und Störungsstatistik, 2020.

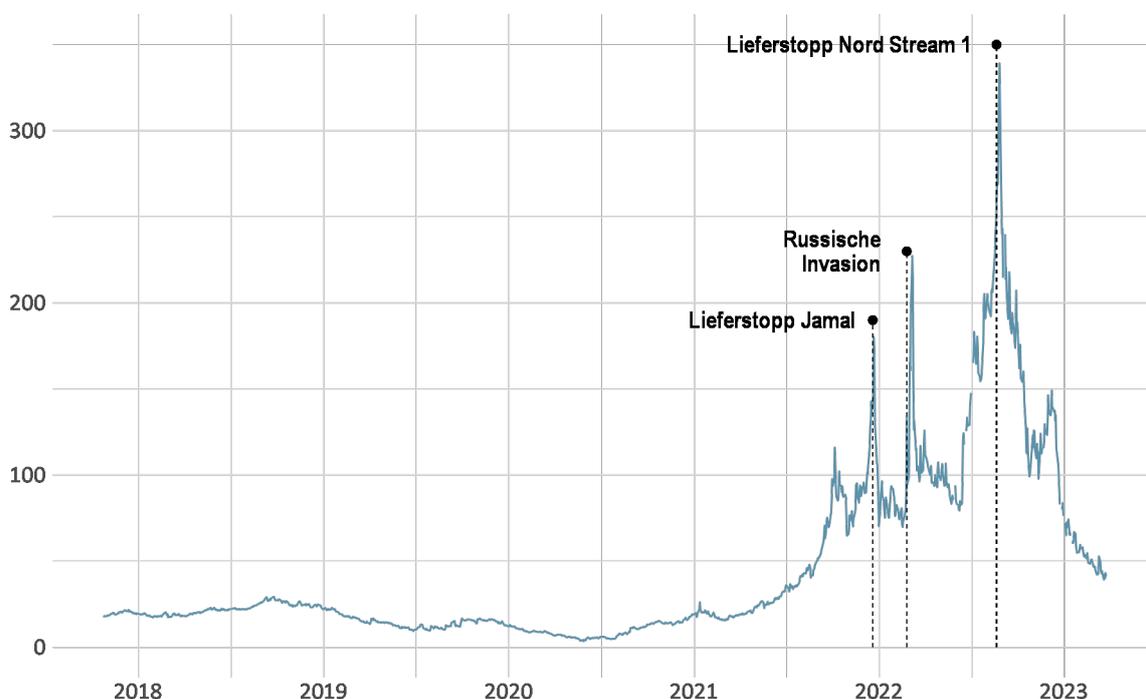
2.1.3.2 Gaspreisentwicklung zeigt Gefährdung der Versorgungssicherheit

37. Der Title Transfer Facility (TTF) Gaspreis ist von entscheidender Bedeutung für die Analyse aktueller Entwicklungen auf dem europäischen und deutschen Gasmarkt. Als führender Benchmark-Preis in Europa reflektiert der tägliche TTF Gaspreis den Preis, den Käufer bereit sind für den Kauf von Erdgas zu zahlen. Der Preis wird durch Angebot und Nachfrage bestimmt und spiegelt die aktuellen Bedingungen auf dem Gasmarkt wider. Damit ist er ein wichtiger Indikator für die Versorgungssicherheit. Schwankungen im TTF Preis sind ebenfalls ein direktes Indiz für die Gasversorgungssituation in Europa, da sie die Marktunsicherheit widerspiegeln. Insgesamt ist daher die Analyse des TTF Gaspreises von zentraler Bedeutung für die Bewertung der Gasversorgungslage in Europa.

38. Abbildung 2.2 zeigt die Entwicklung des TTF Gaspreises in €/MWh über die letzten fünf Jahre. Nach einem verhältnismäßig niedrigen und konstanten Gaspreis zwischen 2018 und 2021 beeinflussen die seit Mitte 2021 bestehenden Unregelmäßigkeiten von Gaslieferungen aus Russland sowohl den TTF Preis als auch dessen Volatilität stark. Bereits vor der russischen Invasion in der Ukraine kam es zu einem kurzzeitigen Lieferstopp von russischem Gas über die Jamal Pipeline, die Russland über Belarus und Polen mit Deutschland verbindet. Der TTF reagierte auf den Lieferstopp mit einem kurzzeitigen Anstieg von etwa 80 %.

39. Die russische Invasion der Ukraine am 24.02.2022 führte zu einer weitreichenden Verunsicherung auf dem europäischen Gasmarkt. Die Erwartung einer möglichen Unterbrechung der Gaslieferungen und die Sorge über ein langfristiges Ausbleiben russischer Gasimporte schlugen sich in einem signifikanten Anstieg des Preises und starken Preisschwankungen nieder.

Abbildung 2.2: TTF Gaspreis und ausgewählte geopolitische Ereignisse 2018-2023



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Yahoo Finance (2023).

40. Die Spitze des TTF Gaspreises von über 300 €/MWh wurde allerdings erst erreicht, nachdem Russland die Gaslieferungen über die zunächst trotz Angriffskrieg betriebene Pipeline Nord Stream 1 Anfang September 2022 einstellte.²¹

41. Insgesamt reflektiert die Entwicklung des TTF Preises, dass trotz der gewährleisteten technischen Sicherheit des Gasnetzes eine Gefährdung der Versorgungssicherheit bestand, die mit der erwarteten und tatsächlichen Verknappung von russischen Gaslieferungen zusammenhing. Wenn wie zu den genannten Zeitpunkten plötzlich Unsicherheit über die Gasversorgung besteht, reagiert der Gaspreis mit einem kurzen extremen Anstieg, der die Unsicherheit auf dem Gasmarkt widerspiegelt. In den folgenden Abschnitten wird die drohende Versorgungskrise auf dem Gasmarkt anhand der Entwicklung von Gasimportkonzentration, Speicherständen und geopolitischen Risiken in den Bezugsländern verdeutlicht.

2.1.3.3 Versorgungssicherheitsrisiko durch Importabhängigkeit von russischen Gaslieferungen, geringe heimische Förderungsmengen und niedrige Speicherstände

42. Deutschland ist historisch abhängig von russischen Erdgaslieferungen. Bereits 2013 betrug der Anteil russischer Lieferungen an allen Bezugsquellen etwa 40 %.²² Im Zuge steigender Unsicherheit russischer Gaslieferungen mit der Annexion der Krim im Frühjahr 2014 hat die Monopolkommission bereits im Sektorgutachten Energie 2015 empfohlen, einseitige Abhängigkeiten durch die Diversifizierung von Gasimporten zu reduzieren.²³

43. Allerdings ist der Anteil russischer Gasimporte nach 2014 nicht nur auf einem hohen Niveau geblieben, sondern sogar weiter angestiegen. Dies gilt auch ohne die geplante Inbetriebnahme der Pipeline Nord Stream 2, die trotz der Annexion der Krim vorangetrieben wurde und die einseitige Abhängigkeit von russischen Importen weiter verstärkt hätte.

44. Die Entwicklung wird anhand von Daten der Transparenzplattform des European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG) zu Gasflüssen in Europa deutlich. Diese umfassen Informationen zu Gasleitungen und -infrastrukturen, die den Transport von Gas innerhalb Europas ermöglichen, sowie Daten zu den Mengen an Gas, die über diese Leitungen transportiert werden. Insbesondere bietet die Plattform nach Lieferquelle differenzierte Informationen zu aktuellen und historischen Gasflüssen in Europa. So können die Trends von Gasimporten einzelner Länder in Europa genau analysiert werden.

45. Abbildung 2.3 zeigt auf Basis der ENTSOG-Transparenzplattform die monatliche Entwicklung der Anteile einzelner Lieferstaaten und LNG-Lieferanten an deutschen Gasimporten seit 2016. Da LNG-Lieferstaaten in den verfügbaren Daten nicht getrennt aufgeführt sind, werden

²¹ Bundesnetzagentur, Monitoringbericht Energie 2022, 2023.

²² Monopolkommission, Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende, 2015.

²³ Ebenda.

sie hier gemeinsam betrachtet. Der Umstand, dass LNG-Lieferungen nicht nach Herkunft differenziert angegeben werden, verschleiert eine wichtige Tatsache. Obwohl russische Gaslieferungen nach Deutschland per Pipeline seit Beginn des Angriffskrieges auf nahezu null gefallen sind, kommt ein gewisser Anteil der LNG-Lieferungen nach Europa weiterhin aus Russland. Dies ist möglich, da die EU für russisches Gas im Gegensatz zu Großbritannien und den USA bisher keine direkten Sanktionen verhängt hat.²⁴ Im Jahr 2022 lagen die europäischen LNG-Importe aus Russland bei 20,2 Milliarden Kubikmetern, was einem Anstieg von etwa zwölf Prozent im Vergleich zu 2021 entspricht.²⁵ Im Vergleich lag der europäische Gaskonsum im Jahr 2022 bei 390 Milliarden Kubikmetern.²⁶ Damit machten russische LNG-Importe insgesamt etwa fünf Prozent des europäischen Verbrauchs im Jahr 2022 aus.

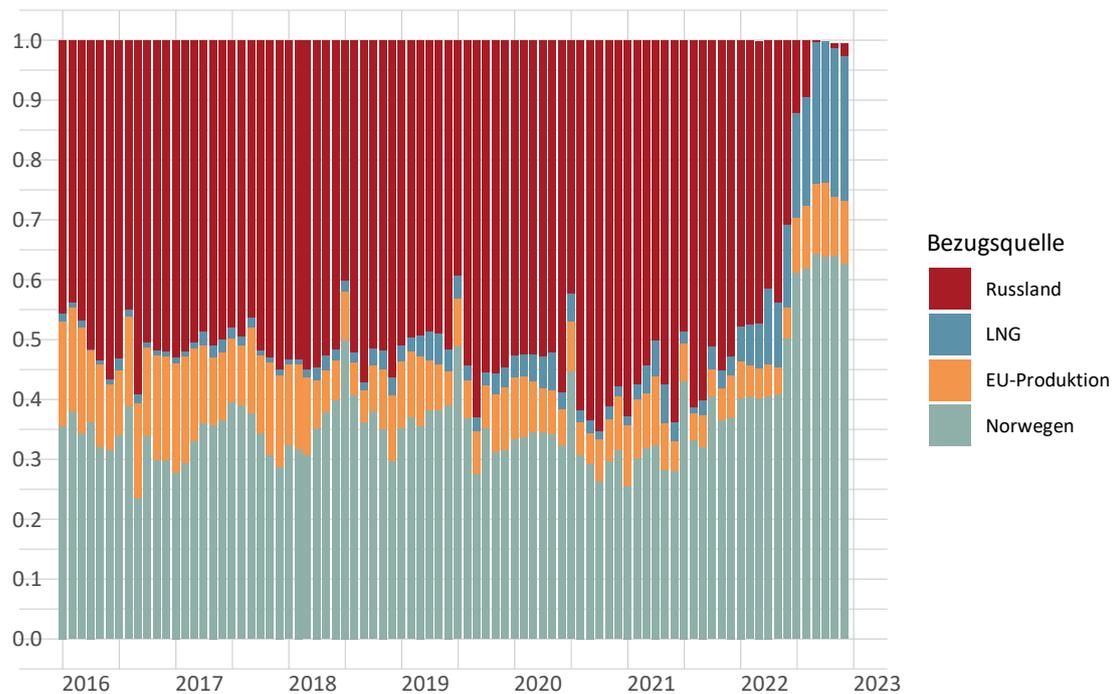
46. Gaslieferungen aus Russland und Norwegen machen seit 2016 den überwiegenden Teil deutscher Importe aus. Während im Jahr 2022 Importe aus Norwegen zwischen 30-40 % ausmachten, lag der Importanteil von russischem Gas bei circa 50 %. Zwischen September 2020 und September 2021 machte der Anteil russischen Erdgases sogar mehr als die Hälfte aller Gasimporte in Deutschland aus. Durch den erheblichen Anteil an Gasimporten hatte Russland bis zur Invasion der Ukraine signifikante Marktmacht bei der Belieferung von Deutschland mit Erdgas aufgebaut.

²⁴ BBC, What are the sanctions on Russia and are they hurting its economy?, 25. Mai 2023, <https://www.bbc.com/news/world-europe-60125659>.

²⁵ IEEFA, European LNG Tracker, 22. März 2023, <https://ieefa.org/european-lng-tracker>.

²⁶ Eurostat, Natural gas demand down 13% in 2022, 4. Mai 2023, [https://unit-converter.gasunie.nl/](https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/DDN-20230504-2#:~:text=Following%20a%204.3%25%20increase%20in,2014%20(13.2%20million%20terajoules).; Umrechnung nach Gasunie, Gas Unit Converter, 10. Juli 2023, <a href=).

Abbildung 2.3: Monatliche Anteile von Lieferstaaten und LNG-Lieferanten an deutschen Gasimporten 2016-2023



Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung basierend auf ENTSOG (2023); nach Zhou et al. (2023).

47. Hinzu kommt, dass die Gasspeicher in Europa und Deutschland Anfang 2022 einen besonders niedrigen Füllstand aufwiesen. Gasspeicher bilden einen Ausgleich zwischen Erdgasbezügen und der saisonal stark schwankenden, bedarfsabhängigen Nachfrage von Verbrauchern. Sie dienen als Puffer zur Überbrückung temporärer Liefereinschränkungen, können aber auch strategisch zum Ausgleich längerfristiger Versorgungsengpässe genutzt werden. Die maximale Speicherkapazität in Deutschland beträgt derzeit etwa 278 TWh, was etwa einem Viertel des Jahresverbrauchs oder der Nachfrage in zwei bis drei kalten Wintermonaten entspricht.²⁷ Davon entfallen 137 TWh auf Kavernenspeicher und etwa 120 TWh auf Porenspeicheranlagen.²⁸ Insgesamt besitzt Deutschland die größten Erdgasspeicherkapazitäten in der EU und liegt weltweit auf Rang vier der Gasspeicherkapazitäten.²⁹

48. Abbildung 2.4 zeigt die prozentualen Gasspeicherstände in Europa und Deutschland seit 2017 basierend auf der Transparenzplattform Gas Infrastructure Europe (GIE). Nachdem sowohl in Europa als auch in Deutschland der tiefste Speicherfüllstand mit Einbruch des Winters

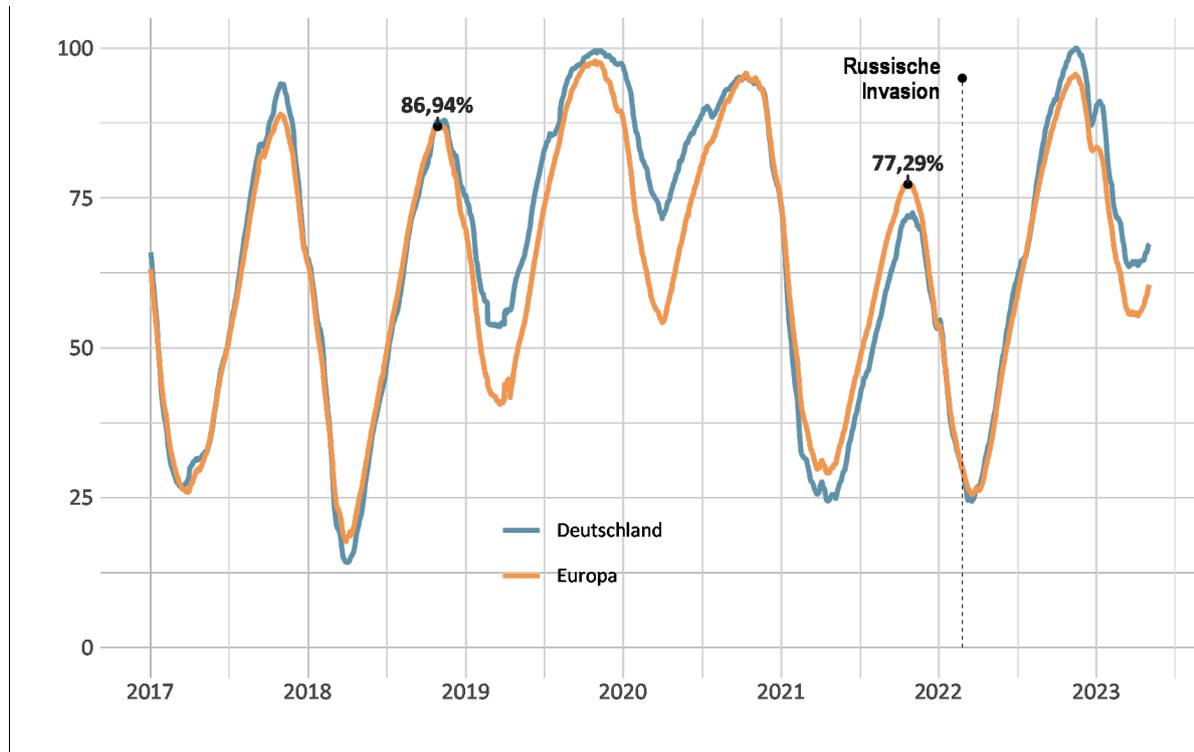
²⁷ Tagesschau, Wie lange das gespeicherte Gas reicht, 2022, <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/erdgasspeicher-fuellstand-101.html#:~:text=Laut%20Branchenverband%20INES%20k%C3%B6nnen%20die,vorsorgen%22%2C%20so%20die%20Bundesregierung.>

²⁸ Bundesnetzagentur, Monitoringbericht Energie 2022, a. a. O., vgl. Fn. 21.

²⁹ Initiative Energien Speichern, Gasspeicherkapazitäten, 2023, [https://erdgasspeicher.de/erdgasspeicher/gasspeicherkapazitaeten/.](https://erdgasspeicher.de/erdgasspeicher/gasspeicherkapazitaeten/)

zwischen 2017 und 2020 bei circa 85 % lag, waren die Gasspeicher Ende 2021 nur zu etwa 75 % gefüllt.

Abbildung 2.4: Tägliche Gasspeicherstände in Prozent für Deutschland und Europa 2017-2023



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Gas Infrastructure Europe (2023). Deutsche Speicherstände in schwarz; europäische Speicherstände in Rot. Russische Invasion als gestrichelte Linie markiert. Speicherstände Ende 2021 und 2018 zum Vergleich gekennzeichnet.

49. Die verhältnismäßig niedrigen Speicherstände lagen neben einem ungewöhnlich kalten Frühjahr und vergleichsweise hohen Gaspreisen Anfang 2021, die den Anreiz zum Speichern von Gas senken, auch an ungewöhnlich hohen Entnahmen aus den Speichern aufgrund reduzierter Lieferungen über die Jamal Pipeline. Insbesondere lag der Stand des Gasspeichers in Rehden, der mit einer Arbeitsgaskapazität von etwa vier Milliarden Kubikmetern der größte Speicher Westeuropas ist und bis Mitte 2023 von einer Tochterfirma der russischen Gazprom Germania betrieben wurde, weit unterhalb des durchschnittlichen Speicherstandes in Deutschland. So war der Speicher in Rehden am Tag der russischen Invasion nur zu 3,71 Prozent gefüllt, während der durchschnittliche Füllstand in Deutschland am gleichen Tag 29,83 Prozent betrug.³⁰ Die außergewöhnlich niedrigen Speicherstände haben somit die Verwundbarkeit von Europa und Deutschland für eine Versorgungskrise im Gasmarkt zusätzlich verschärft.

³⁰ Gas Infrastructure Europe, AGSI Storage Transparency Platform, 23. Mai 2023, <https://www.gie.eu/transparency/>.

50. Außerdem ist der Anteil von Gas aus EU-Produktion seit 2016 deutlich zurückgegangen. Jüngste Verringerungen in der geförderten Gasmenge gehen unter anderem auf das Groningen-Gasfeld in den Niederlanden zurück, das bis 2024 vollständig stillgelegt werden soll.³¹

51. Im Jahr 2021 blieb die heimische Erdgasproduktion in Deutschland mit einem Produktionsvolumen von 5,1 Mrd. m³ Erdgas ungefähr auf dem Niveau des Vorjahres. Die sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven betragen zum 1. Januar 2022 insgesamt 42 Mrd. m³ (ohne Schiefergas) und das Verhältnis von Reserven zu Produktion betrug 7,4 Jahre.³² Im gleichen Jahr deckte die Erdgasproduktion nur etwa 5 % des gesamten Gasbedarfs in Deutschland.³³ Wegen der niedrigen Förderung in Deutschland und der Reduktion der Förderung in den Niederlanden ist nicht zu erwarten, dass konventionelle Erdgasförderung in Deutschland oder der EU zukünftig einen wesentlichen Teil des Gasbedarfs decken wird. Damit werden Gasbezüge in Europa auch zukünftig stark von Importen abhängen.

52. Die verstärkte Marktmacht Russlands in Bezug auf die Erdgaslieferungen seit der Annexion der Krim, zusammen mit niedrigen Lagerbeständen und der absehbaren Knappheit bei der heimischen Erdgasförderung, hat Deutschland und andere europäische Länder einem erheblichen energiepolitischen Risiko für die Sicherheit der Gasversorgung ausgesetzt. Dieses Risiko hatte einen maßgeblichen Einfluss auf die drohende Versorgungskrise.

2.1.3.4 Versorgungsrisikoindex: Geringe Importdiversifizierung und geopolitische Instabilität lösen drohende Versorgungskrise aus

53. Im Rahmen der Energiekrise ist der entscheidende Punkt, dass die geringere Diversifizierung und physische Austauschbarkeit von Importen schlechter gegen geopolitische Risiken versichert, deren Entwicklung regelmäßig schwer abzusehen ist. Wird ein bedeutender Lieferstaat zum geopolitischen Risiko, das das Einhalten von Gaslieferverträgen gefährdet, dient die mögliche Substituierung von Lieferquellen als Versicherung gegen eine Versorgungskrise. Die Diversifizierung und Sicherstellung von Austauschmöglichkeiten der Importquellen ist besonders wichtig, wenn Import- und Exportland per Pipeline verbunden sind und somit die Infrastruktur, anders als beim Bezug von LNG, beim Ausfall eines Lieferanten in aller Regel nicht von Wettbewerbern genutzt werden kann.

54. Die Energiekrise hat die geringe Austauschbarkeit deutscher und europäischer Gasimporte demonstriert. Durch den plötzlichen und unerwarteten Anstieg des geopolitischen Risikos, mit dem russische Gasimporte behaftet waren, war ein Großteil europäischer und deutscher Erdgasbezüge gefährdet und aufgrund der beschränkten LNG-Infrastruktur kurzfristig schwer zu

³¹ International Energy Agency, Baseline European Union gas demand and supply in 2023, 2023, <https://www.iea.org/reports/how-to-avoid-gas-shortages-in-the-european-union-in-2023/baseline-european-union-gas-demand-and-supply-in-2023>.

³² Das heißt, die bekannten Erdgasreserven werden noch 7,4 Jahre heimische Förderung auf gleichem Niveau ermöglichen.

³³ Bundesnetzagentur, Monitoringbericht Energie 2022, a. a. O., vgl. Fn. 21.

ersetzen. Insgesamt wurden Länder mit geringerer Importabhängigkeit, Substituierungsoptionen und diversifizierten Gasimporten sowie niedrigeren Importen aus Russland weniger stark getroffen.

55. Dies lässt sich auch empirisch auf Basis eines Versorgungsrisikoindex nachzeichnen. Dazu wird im Folgenden ein neuer Index des Versorgungssicherheitsrisikos für verschiedene europäische Länder mit unterschiedlicher Importabhängigkeit und Importstruktur bei Erdgas vorgestellt, der an bestehender ökonomischer Literatur orientiert ist, aber genauere Daten beinhaltet als bisher.³⁴ Der Index berücksichtigt sowohl die Abhängigkeit von Gasimporten als auch die genaue Zusammensetzung der Gasimporte nach Ursprungsland, gewichtet mit dem jeweiligen geopolitischen Risiko. Somit lässt sich zeigen, wie der Grad der wettbewerblichen und geopolitischen Zusammensetzung von Gasimporten das Risiko für eine Versorgungskrise beeinflusst.

56. Die jeweilige Importkonzentration nach Bezugsland wurde anhand von täglichen Gasimporten der Transparenzplattform ENTSOG ermittelt.³⁵ Auf Basis der Lieferanteile der Bezugsländer wurde ein in der ökonomischen Literatur verbreitetes Maß für die Importkonzentration berechnet, der sogenannte Herfindahl-Hirschmann Index.³⁶ Die Abhängigkeit eines Landes von Gasimporten wird zudem durch den Anteil von Importen am gesamten Gasverbrauch eines Landes berechnet.

57. Um die jeweiligen Importe mit geopolitischen Risiken zu kennzeichnen, wurde der Geopolitical Risk Index (GPR-Index) von Matteo Iacoviello und Dario Caldara herangezogen.³⁷ Der GPR-Index ist ein Indikator, der die Häufigkeit und Intensität von geopolitischen Risiken in bestimmten Ländern misst. Geopolitische Risiken beziehen sich dabei auf Bedrohungen, Realisierungen und Eskalationen von Ereignissen, die mit Kriegen, Terrorismus und Spannungen zwischen Staaten und politischen Akteuren verbunden sind und den friedlichen Verlauf internationaler Beziehungen beeinträchtigen können. Der GPR-Index wird auf Basis von Zeitungsartikeln aus zehn führenden US-Tageszeitungen³⁸ berechnet, die automatisch nach bestimmten Begriffen durchsucht werden. Da lediglich US-amerikanische Zeitungen berücksichtigt werden, spiegelt der Index das in den USA wahrgenommene politische Risiko wider. Dieses eignet sich zwar als Näherungswert für das in Europa wahrgenommene politische Risiko und ist aktuell der präziseste öffentlich verfügbare Risikoindex, bildet aber nur einen Teil des Risikos aus US-amerikanischer Sicht ab, das durch geopolitische Spannungen mit Russland beeinflusst ist. Eine Verbesserung des Index könnte unter Einbezug von Zeitungsartikeln aus anderen Ländern vorgenommen

³⁴ Frondel, M. u. a., Deutschlands Energieversorgungsrisiko vor Russlands Angriff auf die Ukraine, ein empirischer Vergleich mit den G7-Staaten, Essen, Deutschland, 2023; Le Coq, C./Paltseva, E., Measuring the security of external energy supply in the European Union, *Energy Policy*, 37, 2009, S. 4474–4481.

³⁵ Zhou, C. u. a., Natural gas supply from Russia derived from daily pipeline flow data and potential solutions for filling a shortage of Russian supply in the European Union (EU), *Earth System Science Data*, 15, 2023, S. 949–961.

³⁶ Le Coq/Paltseva, Measuring the security of external energy supply in the European Union, a. a. O., vgl. Fn. 34.

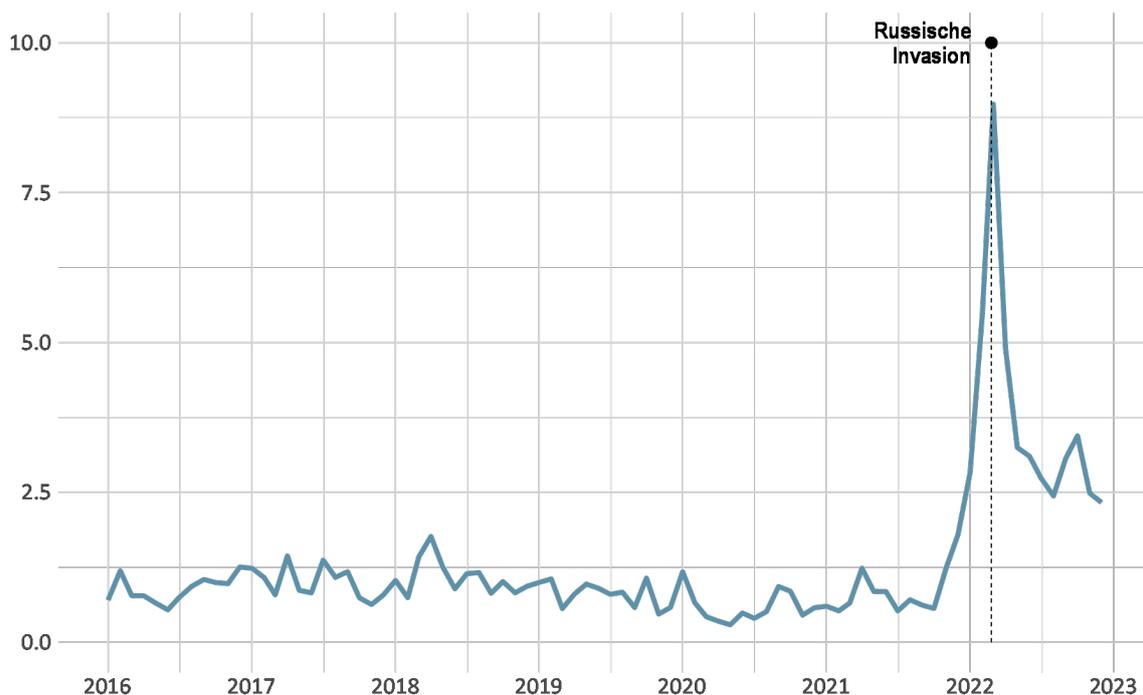
³⁷ Iacoviello, M./Caldara, D., Measuring geopolitical risk, *American Economic Journal*, 2022.

³⁸ Diese beinhalten: Chicago Tribune, The Daily Telegraph, Financial Times, The Globe and Mail, The Guardian, The Los Angeles Times, The New York Times, USA Today, The Wall Street Journal, und The Washington Post.

werden und bleibt eine Aufgabe für zukünftige Forschung. Der GPR-Index unterscheidet zwischen Bedrohungen und tatsächlichen geopolitischen Ereignissen. Die ausgewählten Begriffe basieren auf der Definition von geopolitischem Risiko, der menschlichen Lesung und der automatisierten Textanalyse von Zeitungsartikeln. Der GPR-Index wird schließlich durch den prozentualen Anteil der identifizierten Zeitungsartikel berechnet, die im Bezug zu geopolitischen Risiken stehen.

58. Abbildung 2.5 veranschaulicht die Entwicklung des geopolitischen Risikos im Zusammenhang mit Russland anhand des GPR-Index. Von 2016 bis Ende 2021 blieb der Risikoindex relativ konstant ohne signifikante Veränderungen. Jedoch führte der Lieferstopp über die Jamal Pipeline Ende 2021 und anschließend die russische Invasion zu einem drastischen Anstieg des Index. Zum Zeitpunkt des Angriffskrieges erreicht der geopolitische Risikoindex seine Spitze, was die starke Verunsicherung durch den Kriegsbeginn widerspiegelt. Diese Spitze entspricht einem monatlichen Anteil von Zeitungsartikeln, die Russland mit einer geopolitischen Bedrohung in Verbindung bringen, von etwa 8,5 Prozent. Trotz eines Rückgangs im Jahr 2022 blieb der Index weiterhin auf einem erhöhten Niveau, das etwa das Doppelte des Werts vor dem Krieg beträgt. Diese Entwicklung verdeutlicht das anhaltend erhöhte geopolitische Risiko im Zusammenhang mit Russland.

Abbildung 2.5: Monatlicher geopolitischer Risikoindex für Russland 2016-2023



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Iacoviello und Caldara (2022).

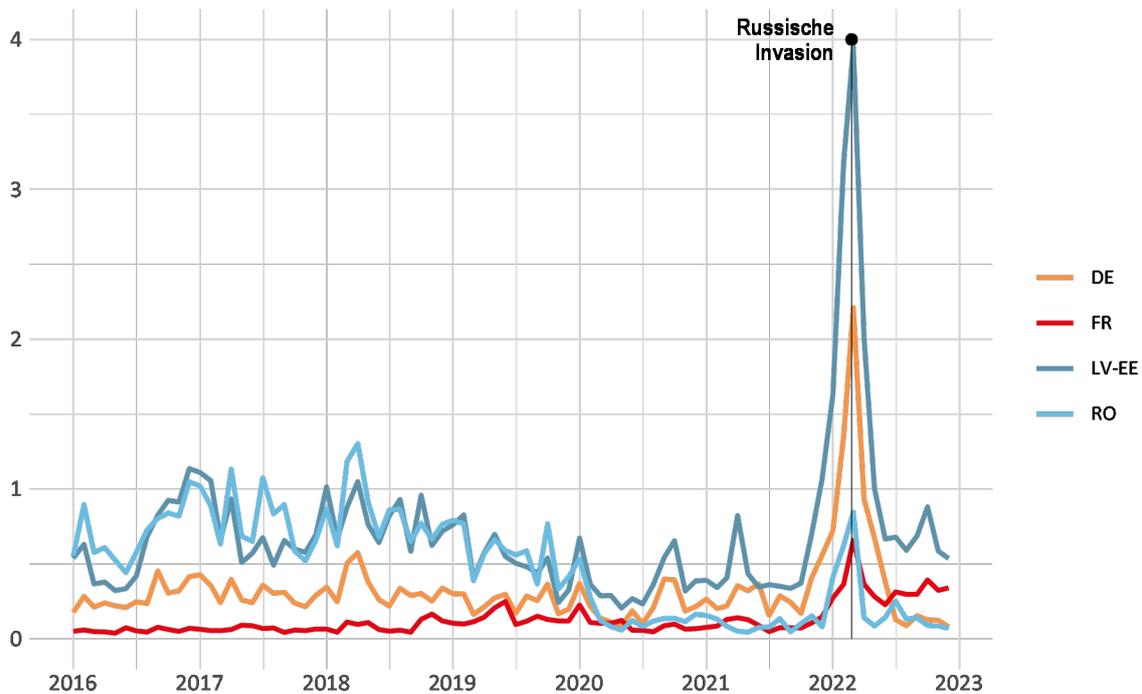
59. Abbildung 2.6 illustriert den Versorgungssicherheitsrisiko-Index für ausgewählte europäische Länder mit unterschiedlicher Importabhängigkeit von Russland im Gassektor. Während Estland und Lettland historisch nahezu vollständig von russischen Gasimporten abhängen, war Deutschland vor dem Angriffskrieg etwa zur Hälfte von russischen Gasimporten abhängig.

Frankreich bezog zwar vor 2022 einen hohen Anteil des Erdgases aus Russland, verfügt aber über hohe LNG-Kapazitäten, die die physische Austauschbarkeit von russischen Importen erleichtern. Rumänien war zwar vor 2019 stark abhängig von russischen Gaslieferungen, hat sich aber durch den Ausbau heimischer Förderung unabhängiger gemacht. Insgesamt decken somit die ausgewählten Länder eine hohe Variation in der Abhängigkeit von russischen Gaslieferungen ab.

60. Der Versorgungsrisikoindex wird auf Basis der Gasimportabhängigkeit eines Landes und der Konzentration der Gasimporte gewichtet mit dem geopolitischen Risiko des jeweiligen Lieferstaates berechnet. Für ein Land mit vollständiger Importabhängigkeit und dem Bezug von Gas aus nur einem Lieferstaat, für das 50 Prozent der im GPR-Index berücksichtigten Zeitungsartikel eine geopolitische Bedrohung wahrnehmen, hätte der Index einen Wert von 50. Dies wäre ein vergleichsweise extrem hoher Wert. Der niedrigste mögliche Wert ist Null und wird erreicht, wenn z. B. der Gasbedarf eines Landes vollständig durch heimische Produktion gedeckt werden kann.

61. Estland, Lettland und Rumänien wiesen eine nahezu vollständige Importabhängigkeit von Russland vor dem Angriffskrieg auf. Zwischen 2016 und 2021 lag der Index des Versorgungsrisikos für Estland, Lettland und Rumänien bereits deutlich oberhalb der anderen Länder, da das geopolitische Risiko russischer Lieferungen historisch tendenziell höher ist als bei anderen Lieferstaaten. Deutschland importierte zwar den Großteil des Erdgasbedarfs vor der Invasion der Ukraine aus Russland, der Anteil war aber deutlich geringer als in den baltischen Staaten. Frankreich war unter den betrachteten Staaten vor dem Angriffskrieg am weitesten diversifiziert. Dies liegt an verhältnismäßig hohen LNG- und EU-Bezügen sowie einem nur geringen Anteil russischen Gases an den Importen. Rumänien war unter den ausgewählten Ländern mit Frankreich seit 2021 am wenigsten von russischen Importen abhängig, da das Land über signifikante Gasvorkommen im Schwarzen Meer verfügt. Der Rückgang des Versorgungsrisikos seit 2019 bis Ende 2021 ist ein Ergebnis des starken Ausbaus heimischer Förderung in Rumänien.

Abbildung 2.6: Index für Versorgungssicherheitsrisiko auf dem europäischen Gasmarkt 2016-2023



Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung basierend auf Zhou et al. (2023) und Iacoviello und Caldara (2022).

62. Mit Ausbruch des Angriffskrieges steigt der Versorgungssicherheitsrisiko-Index für alle betrachteten Staaten drastisch an. Es fällt auf, dass Estland und Lettland aufgrund des substanziellen Anteils russischer Gasimporte am stärksten von den Folgen der Invasion betroffen sind, während Rumänien und Frankreich aufgrund der nur leichten Abhängigkeit von russischen Importen am wenigsten betroffen sind. Der Anstieg des Versorgungsrisikos für Deutschland liegt in der Mitte zwischen den anderen ausgewählten Staaten.

63. In der Periode nach dem Ausbruch des Angriffskrieges blieb das geopolitische Risiko in Russland weiterhin auf einem hohen Niveau (siehe Abbildung 2.5). Trotz dieser Entwicklung sank das Versorgungssicherheitsrisiko für alle betrachteten Staaten auf ein ähnliches Niveau wie vor dem Angriffskrieg. Lediglich Frankreich, Lettland und Estland wiesen ein leicht erhöhtes Versorgungsrisiko nach dem Kriegsausbruch auf, da sie Gasbezüge besonders einseitig durch LNG substituiert haben.

64. Die Entwicklung des Versorgungsrisikoindex ist ein entscheidendes Indiz für die erfolgreiche Substituierung der Gasimporte weg von russischem Gas, die die dargestellten Länder vorgenommen haben. Mit der veränderten Importzusammensetzung beeinflusst das geopolitische Risiko, mit dem russische Importe behaftet sind, die Versorgungssicherheit bedeutend weniger als vor und während des Angriffskrieges. Daher fiel der Versorgungssicherheitsindex nach der Invasion auf ein niedrigeres Niveau zurück. Durch den raschen Ersatz russischer Gasimporte mit LNG und Pipelinegas aus Norwegen wurde demnach eine drohende Versorgungskrise abgewendet.

65. Der Index bietet eine wertvolle Perspektive auf die Versorgungssicherheit im Gasmarkt, da er neben dem Wettbewerb zwischen Lieferstaaten auch den Aspekt des geopolitischen Risikos, mit dem Importe behaftet sind, beinhaltet. So sind nicht nur tatsächliche, sondern auch drohende Ausfälle in der Gaslieferung absehbar.

66. Bislang werden für das Ausrufen der Stufen des „Notfallplan Gas“ mit Bezug auf Importausfälle der tatsächliche Ausfall oder die Gefahr einer Unterversorgung berücksichtigt.³⁹ Durch das Aufnehmen des beschriebenen Versorgungssicherheitsindex in die Risikobewertung, die dem Notfallplan Gas zugrunde liegt, könnte die Bundesnetzagentur daher eine zusätzliche Einschätzung der aktuellen Versorgungslage nutzen und somit bei einer drohenden Versorgungskrise potenziell früher als bisher reagieren. Dies gilt insbesondere, da die Daten, die als Grundlage für die Berechnung des Index dienen, öffentlich verfügbar sind und täglich bzw. wöchentlich aktualisiert werden.

67. Die Monopolkommission empfiehlt der Bundesnetzagentur daher, den hier beschriebenen Index der Versorgungssicherheit als Indikator mit in die Risikobewertung des „Notfallplan Gas“ aufzunehmen, um Versorgungsengpässe in Zukunft zu identifizieren. Darüber hinaus könnte der Versorgungsrisiko-Index auch für andere europäische Länder zur genaueren Beurteilung der Versorgungslage genutzt werden. Langfristig sollte der GPR-Index allerdings aufgrund der ausschließlichen Berücksichtigung von US-Zeitungsartikeln durch einen adäquateren Risikoindex ersetzt werden, der europäische Medien mit einbezieht.

2.1.4 Sicherstellung von Versorgungssicherheit auf dem europäischen und deutschen Gasmarkt durch LNG

68. Neben den gesteigerten Gasbezügen aus Norwegen sind vor allem LNG-Importe ein Schlüsselement zur Gewährleistung alternativer Importe auf dem Gasmarkt, die im Zuge der drohenden Versorgungskrise zur Versorgungssicherheit beigetragen haben. Die folgenden Abschnitte geben einen Überblick über den Stand des Ausbaus der LNG-Importinfrastruktur und würdigen die Vorteile und Herausforderungen von LNG als Kernkomponente von Versorgungssicherheit im Gasmarkt.

2.1.4.1 LNG bewirkt Flexibilisierung der Importstruktur

69. In Deutschland und Europa sind die Floating Storage and Regasification Unit (FSRU) Kapazitäten, die für den LNG-Import benötigt werden, als Reaktion auf den Wegfall russischer Gasimporte bereits substanziell ausgebaut worden.

70. Abbildung 2.7 gibt eine Übersicht über die bereits umgesetzten und geplanten FSRU-Projekte bis April 2025. Während Deutschland zu Beginn der Energiekrise noch keinen Anleger für Flüssiggaslieferungen besaß und LNG-Importe über Frankreich und die Niederlande stattfanden, sind über die letzten Monate in Wilhelmshaven, Lubmin und Brunsbüttel bereits FSRU Kapazitäten von jährlich 13,5 Milliarden Kubikmetern installiert worden. Diese sollen über die

³⁹ BMWK, Notfallplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland, a. a. O., vgl. Fn. 8.

nächsten zwei Jahre erweitert und um eine zusätzliche FSRU in Stade ergänzt werden. Insgesamt wird so in Deutschland bis 2026 planmäßig eine LNG-Importkapazität von ca. 37 Milliarden Kubikmeter pro Jahr erreicht sein.⁴⁰

71. Die geplanten und bereits installierten LNG-Importkapazitäten sind ein wichtiger Schritt zur Substituierbarkeit der Gasimporte nach Deutschland und Europa, die die Unabhängigkeit von russischen Importen sicherstellen. Selbst wenn die Kapazitäten für die Versorgung von Zentraleuropa zukünftig nicht vollständig gebraucht werden sollten, sichern sie die Gasversorgung für Südost-Europa ab, wo derzeit noch russisches Gas importiert wird.⁴¹

72. Außerdem wird durch die LNG-Terminals eine Flexibilisierung der Importstruktur erreicht, da anders als bei einer Pipeline ausbleibende Gasimporte durch andere Quellen flexibel ersetzt werden können. Damit besteht bei der LNG-Infrastruktur ein im Vergleich zu Pipelines geringeres Risiko für die Versorgungssicherheit. Die Flexibilisierung wird weiter dadurch verstärkt, dass die LNG-Infrastruktur zukünftig auch für den Import von grünem Wasserstoff genutzt werden könnte.⁴²

Abbildung 2.7: LNG-Infrastrukturausbau in Europa bis April 2025 mit jährlichen Kapazitäten

Projektname	Typ	Kapazität [bcm]	Kapazität [TWh]	Startmonat	Startjahr
Brunsbüttel (Phase 1)	FSRU	3,5	38,9	2	2023
Brunsbüttel (Phase 2)	FSRU	4	44,4	12	2023
Lubmin (Phase 1)	FSRU	5	55,6	1	2023
Lubmin (Phase 2)	FSRU	5	55,6	1	2024
Lubmin 2 (Bundesprojekt)	FSRU	5	55,6	11	2023
Stade	FSRU	5	55,6	1	2024
Wilhelmshaven 1	FSRU	5	55,6	1	2023
Wilhelmshaven 2	FSRU	4,5	50	10	2023
Summe	-	37	411,3	-	-

Quelle: EWI-Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2023).

73. Insgesamt begrüßt die Monopolkommission den Ausbau der Gasimportstruktur durch LNG-Terminals. Dieser stärkt die Versorgungssicherheit in Deutschland und Europa, indem er gegen geopolitische Risiken versichert, das Potential für diversifizierte Importe bringt und den Wettbewerb zwischen Lieferstaaten durch leichte Austauschbarkeit von Lieferungen erhöht. Für die weitere Flexibilisierung der Importstruktur sollte darauf geachtet werden, dass zukünftig auch Wasserstoffimporte über die LNG-Terminals erfolgen können.

⁴⁰ Der Jahresverbrauch für Gas in Deutschland lag 2022 bei 847.470 GWh, was etwa 80 Milliarden Kubikmetern entspricht. 2026 wird damit die LNG-Importkapazität etwa die Hälfte des Gasverbrauchs decken können.

⁴¹ FAZ, Netzagentur-Chef wirbt für weitere LNG Terminals, 31. März 2023, <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/mehr-wirtschaft/bundesnetzagentur-chef-wirbt-fuer-weitere-lng-terminals-18791401.html>.

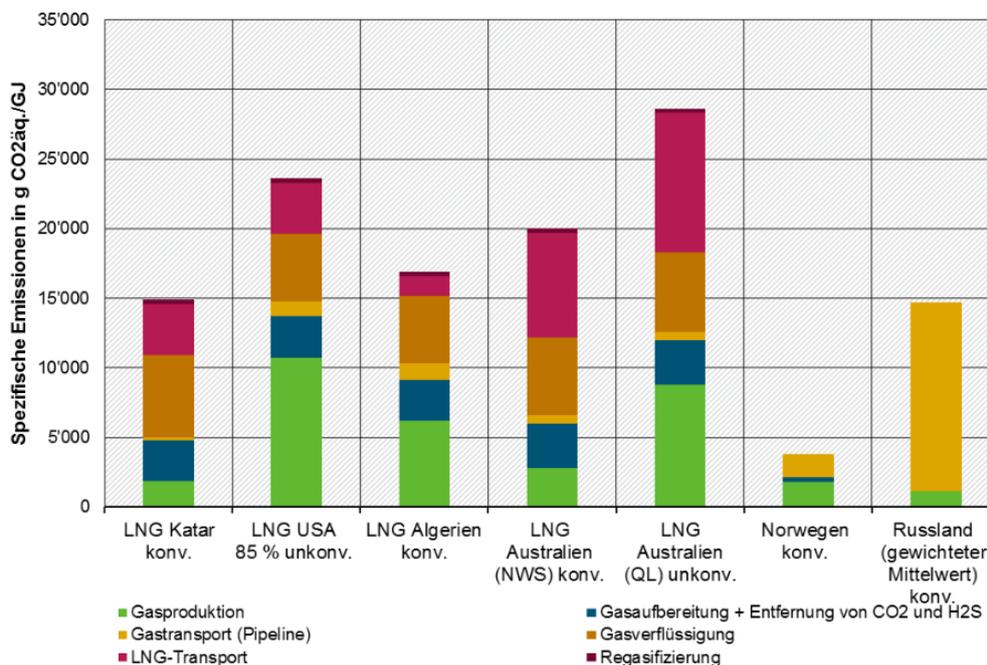
⁴² Bundesregierung, Erster Anleger für Flüssigerdgaslieferung in Betrieb, 17. Dezember 2022, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/erstes-lng-terminal-2143122>.

2.1.4.2 Trade-off zwischen diversifizierter Importstruktur und Treibhausgasemissionen

74. Bei LNG-Importen sind allerdings die im Vergleich zu Pipelineimporten höheren Umweltkosten zu berücksichtigen.⁴³ Sowohl die Produktion von LNG als auch von Pipelinegas erzeugt signifikante Emissionen bei der Förderung, Aufbereitung und dem inländischen Transport zum Exportpunkt. Diese hängen stark von der jeweiligen Förderregion ab. So kommt es beispielsweise in den USA zu besonders hohen Emissionen bei der Förderung, da stark auf unkonventionelle Förderung (Fracking) gesetzt wird und in Russland zu hohen Transportkosten von den Förderungsstellen zu Exportpipelines.

75. Bei LNG fallen im Vergleich zu Pipelinegas zusätzlich zu höheren Ausstößen bei der Produktion und Aufbereitung erhebliche Treibhausgasemissionen bei Verflüssigung, Transport und Regasifizierung an, die nicht in der Emissionsbilanz der importierenden Länder berücksichtigt werden. Abbildung 2.8 vergleicht die gesamten Treibhausgasemissionen von LNG aus verschiedenen Quellen mit Pipelinegas aus Norwegen und Russland.

Abbildung 2.8: Vergleich der Vorkettenemissionen von LNG mit Pipelinegas



Quelle: Fraunhofer ISI (2019) basierend auf DBI (2016) und Thinkstep (2017).

76. In der Darstellung ist zunächst deutlich zu erkennen, dass LNG bei der Produktion und Aufbereitung emissionsintensiver als norwegisches und russisches Pipelinegas ist. Unkonventionelles LNG aus den USA und Australien ist besonders umweltschädlich. Der Transport zum jeweiligen Exportpunkt ist bei LNG verhältnismäßig emissionsarm, macht aber bei Pipelinegas aus Russland den überwiegenden Teil der Emissionen aus. Der entscheidende Unterschied zwi-

⁴³ Wachsmuth, J. u. a., Wie klimafreundlich ist LNG?- Kurzstudie zur Bewertung der Vorkettenemissionen bei Nutzung von verflüssigtem Erdgas (LNG).

schen LNG und Pipelinegas in der Emissionsbilanz kommt durch die energieintensive Gasverflüssigung und den Transport per Tanker bei LNG zustande. Mit zunehmender Entfernung zum jeweiligen Lieferstaat steigt dieser Teil der Emissionen weiter an.

77. Es ist zu erkennen, dass LNG aus allen Bezugsquellen mindestens das Vierfache der Emissionen von norwegischen Pipelineimporten ausmacht. Der Unterschied zu russischen Gasimporten per Pipeline ist aufgrund des inländischen Transports in Russland deutlich geringer. So ist zum Beispiel LNG aus Katar vergleichbar emissionsintensiv wie russisches Pipelinegas. Ohne einen Mechanismus, der die signifikanten externen Kosten der Gasbezüge internalisiert, besteht auf dem Gasmarkt ein Zielkonflikt zwischen Importdiversifizierung im Sinne der Versorgungssicherheit und einem erhöhten Ausstoß von Treibhausgasemissionen, der nicht im Gaspreis berücksichtigt wird. Mit voraussichtlich steigenden LNG-Importen aus unkonventioneller Förderung in den USA⁴⁴, die besonders emissionsintensiv sind, wird dieser Zielkonflikt über die nächsten Jahre zunehmend wichtig.

78. Deutschland verfügt über signifikante Vorkommen von unkonventionellem Gas in Schiefer-, Ton-, Mergel- und Kohleflözgestein, die eine größere Unabhängigkeit von Importen schaffen könnten.⁴⁵ Aktuell ist die kommerzielle Förderung in Deutschland jedoch untersagt.⁴⁶ Im Vergleich zu unkonventionellem LNG aus den USA würden allerdings bei der heimischen Förderung strenge Umweltstandards eingehalten und keine Emissionen für Verflüssigung oder Transport per Tanker nach Europa anfallen. Die Entscheidung, ob Fracking in Deutschland als Alternative zum Bezug von Fracking-Gas aus den USA, das absehbar einen bedeutenden Anteil der Gasimporte nach Europa ausmachen könnte,⁴⁷ eingesetzt werden kann, sollte auf einer umfassenden Bewertung der Umweltauswirkungen und der Einbeziehung der externen Kosten basieren. Heimisches Fracking sollte prinzipiell als Mittel zur Diversifizierung der Gasbezüge in Erwägung gezogen werden, sofern es unter ökonomisch sinnvollen Bedingungen als Alternative zu LNG-Importen infrage kommt⁴⁸, da es ökologisch gegenüber LNG-Importen aus Fracking-Gas vorzuziehen ist.

2.1.4.3 Umweltkosten der Produktion und des Transports von LNG

79. Die Tatsache, dass die externen Kosten von Emissionen in der Lieferkette von LNG und Pipeline-Gasimporten nicht im Erdgaspreis berücksichtigt sind, führt zu erheblichen Ineffizienzen auf dem Gasmarkt, die auch den Wettbewerb zwischen Lieferstaaten verzerren. So war russisches Pipelinegas aufgrund des fehlenden Einbezugs von Emissionskosten im Vergleich zu

⁴⁴ Schlund, D./Gierkink, M./Moritz, M., Analyse der globalen Gasmärkte bis 2035- Szenarienbasierte Modellsimulation und Gasbilanzanalyse, 2023, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/20230303-Lng-studie.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

⁴⁵ Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie, Fracking in Deutschland, 26. April 2023, <https://www.bveg.de/die-branche/erdgas-und-erdoel-in-deutschland/fracking-in-deutschland/>.

⁴⁶ BMWK, Fracking, 2023, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/fracking.html>.

⁴⁷ Ebenda.

⁴⁸ Hier spielt vor allem die zeitliche Dimension der Genehmigung und des Aufbaus von heimischer Fracking-Infrastruktur eine Rolle.

norwegischem Pipelinegas über die Jahre vor dem Angriffskrieg unverhältnismäßig wettbewerbsfähig. Wenn die erheblichen Umweltkosten, die mit russischem Gas verbunden sind, in den Preisen internalisiert wären, hätte norwegisches Gas einen bedeutenden Wettbewerbsvorteil gehabt. Wegen des absehbar ausbleibenden Bezuges von russischem Gas spielt dieser Aspekt für die Zukunft aber keine bedeutende Rolle.

80. Darüber hinaus führt allerdings die Variation in der Emissionsintensität zu Wettbewerbsverzerrungen unter den LNG-Lieferstaaten. LNG aus Katar und Algerien hat aufgrund insgesamt geringerer Umweltkosten für Produktion und Transport einen Kostenvorteil gegenüber den USA und Australien. Derzeit werden diese Kostenunterschiede jedoch nicht in den Lieferpreisen berücksichtigt. In Zukunft sollten die signifikanten externen Kosten, die sich je nach Importquelle stark unterscheiden, jedoch in der Auswahl der LNG-Lieferstaaten mitberücksichtigt werden. In diesem Kontext wird in der ökonomischen Literatur intensiv über einen sog. Carbon Border Adjustment Mechanism diskutiert, der ein geeigneter Mechanismus zur Einpreisung von Umweltkosten für importiertes LNG darstellen könnte.⁴⁹ Sollte dieser Mechanismus implementiert werden, würde es allerdings neben der Internalisierung von Umweltkosten auch zu einer signifikanten Preiserhöhung für Verbraucherinnen und Verbraucher kommen.

2.1.5 Handlungsempfehlung: Versorgungssicherheit durch Diversifizierung und Flexibilisierung der Importstruktur sowie frühzeitige Identifizierung von Versorgungsrisiken

81. Grund für die drohende Versorgungskrise in Europa und Deutschland war die geringe Diversifizierung und Substituierbarkeit der Importe zugunsten von russischen Gasimporten, die trotz der Annexion der Krim durch Russland weiter gestiegen ist. Die geringe Diversifizierung der Importe verbunden mit geringer Substituierbarkeit, heimischer Gasförderung und verhältnismäßig niedrigen Speicherständen haben Europa und Deutschland einem beträchtlichen energiepolitischen Versorgungsrisiko exponiert. Mit dem Angriffskrieg in der Ukraine und dem damit einhergehenden Anstieg des geopolitischen Risikos russischer Gasimporte war ein substanzieller Teil der europäischen Gasversorgung gefährdet.

82. Obwohl die drohende Versorgungskrise durch den erhöhten Bezug von LNG und Pipelinegas aus Norwegen sowie durch rechtliche Maßnahmen zur Sicherung der Gasversorgung, wie den Notfallplan Gas und eine erhöhte Speicherung, abgewendet werden konnte, bleibt die Aufgabe bestehen, die Versorgung von Europa und Deutschland mit Gas in Zukunft nachhaltig und effizient zu gewährleisten. Dabei ist es wichtig, den Wettbewerb zwischen Lieferstaaten aufrechtzuerhalten.

83. In diesem Sinne empfiehlt die Monopolkommission erstens die weitere Diversifizierung und Flexibilisierung der Importstruktur für Gas in Richtung LNG, da Importe so bei Ausfall eines Lieferstaates flexibel durch andere Kapazitäten ersetzt werden können und zukünftig auch grüner Wasserstoff über die LNG-Infrastruktur bezogen werden könnte. Der LNG-Ausbau bewirkt so, dass zukünftig der signifikante Marktanteil von Norwegen bei Gaslieferungen eine geringere

⁴⁹ Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM): Motivation, Ausgestaltung und wirtschaftliche Implikationen eines CO₂-Grenzausgleichs in der EU, 2021.

Rolle für den Wettbewerb spielt als der zuvor hohe Marktanteil von Russland, da Importe aus Norwegen theoretisch jederzeit durch LNG ersetzbar sind. Die Diversifizierung und Flexibilisierung der Importstruktur und daraus folgend die Unabhängigkeit von einzelnen Lieferstaaten ist somit der zentrale Mechanismus für importabhängige Staaten, langfristig die Sicherheit der Gasversorgung zu gewährleisten. Beim verstärkten Ausbau von LNG-Importen sind jedoch auch der Trade-off zwischen Diversifizierung der Importe und höheren Umweltschäden durch Verflüssigung und Transport von LNG zu berücksichtigen. Da die Umweltschäden nicht als externe Kosten in die Lieferpreise einfließen, kommt es zu einer ineffizienten Umweltbelastung, die zusätzlich den Wettbewerb zwischen Gaslieferstaaten verzerrt. Die externen Kosten werfen außerdem die Frage auf, ob die heimische Förderung von unkonventionellem Gas diskutiert werden sollte, da sie durch das Ausbleiben von Verflüssigung und Transport deutlich weniger negative Umweltfolgen als LNG beinhaltet und unabhängiger von Gasimporten macht.

84. Zweitens empfiehlt die Monopolkommission, bei gegebener Importdiversifizierung in Zukunft drohende Versorgungsrisiken so früh wie möglich zu identifizieren und entsprechend zu handeln. Hierzu könnte der in diesem Kapitel vorgestellte Versorgungsrisiko-Index als zusätzlicher Indikator für den Notfallplan Gas der Bundesnetzagentur herangezogen werden. Neben der Anfälligkeit für Gasimportrisiken abhängig von der Importquote und der täglichen Konzentration von Gasimporten berücksichtigt der Index ein tägliches Maß für länderspezifische geopolitische Risiken, die ein wichtiger Indikator für drohende Lieferausfälle sind. Exemplarisch könnte die Berücksichtigung des Versorgungsrisikoindex im Notfallplan Gas dazu führen, dass Warn-, Alarm- und Notfallstufe früher als bisher ausgerufen werden.

85. Insgesamt stellt die Implementierung der vorgeschlagenen Maßnahmen, insbesondere die Diversifizierung und Flexibilisierung der Gasimporte in Richtung LNG unter Berücksichtigung der Umwelteffekte sowie die möglichst frühzeitige Identifizierung von Versorgungsrisiken eine vielversprechende Perspektive dar, um die zukünftige Versorgungssicherheit auf dem Gasmarkt wettbewerbsfähig zu verbessern.

2.2 Anbieterwechsel fördern, mehr Wettbewerb schaffen

86. Die Möglichkeit für Endkundinnen und -kunden, ungehindert den Anbieter eines Gutes bzw. einer Dienstleistung zu wechseln, ist einer der zentralen Indikatoren für funktionierenden Wettbewerb in einem Markt. Die einfache und unkomplizierte Möglichkeit des Anbieterwechsels erhöht den Anreiz für Unternehmen, qualitativ hochwertige und günstige Produkte anzubieten, um Marktanteile zu gewinnen. In Märkten, in denen Verbraucherinnen und Verbraucher von dieser Option keinen Gebrauch machen können oder wollen, besteht die Gefahr, dass sich Marktanteile verfestigen, was wiederum zu Lasten des Wettbewerbs und somit auch der Wohlfahrt der Endkundinnen und -kunden gehen kann. In der Praxis kann die Möglichkeit des Anbieterwechsels aus strukturellen Gründen eingeschränkt sein. Einige dieser Ursachen können Marktversagen darstellen und somit wirtschaftspolitische Eingriffe rechtfertigen. Dies gilt im Fall von Erdgas insbesondere, da es sich hierbei um ein homogenes Gut handelt, welches keine Differenzierung hinsichtlich der Qualität erlaubt. Die ökonomische Theorie legt nahe,

dass Wettbewerb bei homogenen Gütern maßgeblich über den Preis möglich ist.⁵⁰ Dies steht im Gegensatz zu heterogenen Gütern wie z. B. Smartphones oder Kraftfahrzeugen, bei denen es z.T. große Preisunterschiede zwischen einzelnen Produkten geben kann, die mit unterschiedlichen Produktqualitäten und -features erklärbar sind. Insbesondere die Vereinfachung des Wechselprozesses im Energiesektor durch Online-Vergleichsportale in den Jahren seit der Marktöffnung hätte zu einem deutlichen Anstieg der Wechselaktivitäten auf Verbraucherseite führen sollen, wenn man von rationalen, nutzenmaximierenden Konsumentinnen und Konsumenten ausgeht. Wettbewerb auf den Energiemärkten ist zudem ein zentraler Bestandteil der Energiestrategie der EU.

87. Die Realität zeigt, dass die Wechselaktivität im Erdgasmarkt in Deutschland weit hinter diesen Vorstellungen zurückbleibt. Zwar ist zu beachten, dass eine niedrige Quote an Anbieterwechseln auch Zeichen eines stark ausgeprägten Wettbewerbs sein kann. In einem gut funktionierenden Wettbewerbsmarkt für ein homogenes Gut sind die Preisunterschiede so gering, dass kaum Anreize zum Wechsel bestehen, da das Einsparpotential entsprechend gering ausfällt. Da jedoch im Gasmarkt weiterhin signifikante Preisunterschiede zwischen Anbietern erkennbar sind, kann dieses Phänomen im vorliegenden Fall ausgeschlossen werden.⁵¹ Dabei sind auch die gesetzlichen Regelungen zur Grundversorgung zu überdenken, da sie möglicherweise durch ihre gegenwärtige Ausgestaltung einem stärkeren Wettbewerb entgegenstehen. Für einen typischen Haushalt in Deutschland kann die Einsparung durch einen Tarif- oder Anbieterwechsel bei 20 % oder mehr liegen, was einem dreistelligen Eurobetrag pro Jahr entspricht.⁵²

2.2.1 Wechselverhalten als Wettbewerbsindikator

88. Eine höhere Wechselquote zu erreichen, ist kein Selbstzweck, sondern dient im Rahmen eines wettbewerblichen Marktes vor allem den folgenden beiden Zielen: Zum einen kann durch einen vermehrten Wechsel von teuren zu günstigen Anbietern das Preisniveau aus Sicht der Verbraucherinnen und Verbraucher gesenkt werden. Zum anderen zwingt ein solches Verhalten vergleichsweise teure Anbieter dazu, ihr Angebot zu verbessern oder die Preise zu senken, um weiterhin wettbewerbsfähig zu bleiben. Falls in einem Markt Wettbewerbshürden bestehen, die den einfachen und kostengünstigen Anbieterwechsel behindern, verstärkt dies die Marktmacht der bestehenden Anbieter und schafft insbesondere Anreize für etablierte Anbieter mit hohen Marktanteilen, höhere Preise zu verlangen als die Konkurrenz.⁵³

89. Gemäß der ökonomischen Theorie wäre zu erwarten, dass Kundinnen und Kunden bei einem homogenen Gut aus eigenem Interesse zum jeweils günstigsten Versorger wechseln. Tatsächlich spielen jedoch auch bei einem vollständig homogenen Gut wie Erdgas häufig auch

⁵⁰ Black, J./Hashimzade, N./Myles, G.D., A dictionary of economics, 3rd ed., Oxford/New York, 2009.

⁵¹ Bundesnetzagentur, Monitoringbericht Energie 2022, a. a. O., vgl. Fn. 21.

⁵² Jalovec, A., Der Wechsel kann sich wieder lohnen, Süddeutsche Zeitung, 25. Januar 2023.

⁵³ Giulietti, M./Price, C.W./Waterson, M., Consumer Choice and Competition Policy: A Study of UK Energy Markets, The Economic Journal, 115, 2005, S. 949–968.

nicht-monetäre Faktoren bei der Anbieterauswahl eine wichtige Rolle.⁵⁴ Dies können z. B. Faktoren wie ein zuverlässiger Kundensupport, Loyalitätsprogramme, ein bekannter Markenname o.ä. sein. Auch durch die Berücksichtigung dieser nicht-monetären Faktoren lässt sich das zögerliche Wechselverhalten im deutschen Gasmarkt allerdings nicht erklären. In der Praxis stehen einem lebhafteren Wettbewerb noch weitere Hindernisse entgegen. Bei der Betrachtung dieser Barrieren kann zwischen institutionellen und intrapersonlichen Faktoren unterschieden werden. Institutionelle Wettbewerbshürden liegen vor, wenn der Wechsel des Anbieters z. B. durch lange Kündigungsfristen oder komplizierte Wechselvorgänge erschwert wird. Zu den individuellen Faktoren zählen dagegen Suchkosten, (tatsächliche oder erwartete) Wechselkosten sowie kognitive Verzerrungen bei der Beurteilung verschiedener Handlungsoptionen.⁵⁵

90. Weiterhin ist fraglich, inwiefern die Möglichkeit des Anbieterwechsels den meisten Menschen bewusst ist. Es ist zu erwarten, dass ein Wechsel des Versorgers häufig nur bei bestimmten Ereignissen in Betracht gezogen wird, z. B. bei einer besonders hohen Rechnung oder bei anderweitig schlechten Erfahrungen mit einem Versorger. Die Entscheidung zum Wechsel kann also eher als Push- und weniger als Pull-Effekt gesehen werden.⁵⁶ Pull-Faktoren wie z. B. Marketingaufwand des neuen Versorgers oder ein besonders günstiger Preis spielen dagegen voraussichtlich eine weniger wichtige Rolle bei der Wechselentscheidung. Dies liegt auch daran, dass bisher Kosten für Haushaltsenergie im Vergleich zu den Kosten z. B. für Miete oder Mobilität in der Regel nur einen relativ geringen Anteil des Haushaltsbudgets umfassen.⁵⁷ Zudem kann die üblicherweise jährliche Kostenabrechnung dazu führen, dass die Kosten für Energie im Alltag der Menschen wenig im Bewusstsein präsent sind.⁵⁸

91. Bei einem Anbieterwechsel kommt es zudem zu Transaktions- oder Wechselkosten. Der Versorgerwechsel kann für den Haushalt Zeit- und Kostenaufwand verursachen. Sowohl die Such-, als auch die Transaktionskosten können auch die kognitive Anstrengung, sich mit dem Wechselprozess zu beschäftigen, beinhalten. Sie sind also nicht rein als monetäre Kosten zu verstehen. Sind die vermuteten oder tatsächlichen Kosten des Wechsels höher als die erwarteten Einsparungen, ist es rational, beim ursprünglichen Vertrag zu verbleiben, auch wenn dieser höhere Kosten verursacht. Daraus ergibt sich, dass zur Stärkung der Wechselaktivität entweder die Wechselkosten sinken oder die möglichen Einsparungen steigen müssen. Staatliche Eingriffe zur Senkung der Wechselkosten erscheinen dabei das geeignetere Mittel.

⁵⁴ Ndebele, T./Marsh, D./Scarpa, R., Consumer switching in retail electricity markets: Is price all that matters?, *Energy Economics*, 83, 2019, S. 88–103.

⁵⁵ Handel, B./Schwartzstein, J., Frictions or Mental Gaps: What's Behind the Information We (Don't) Use and When Do We Care?, *Journal of Economic Perspectives*, 32, 2018, S. 155–178.

⁵⁶ Hortaçsu, A./Madanizadeh, S.A./Puller, S.L., Power to Choose? An Analysis of Consumer Inertia in the Residential Electricity Market, *American Economic Journal: Economic Policy*, 9, 2017, S. 192–226.

⁵⁷ Schmitz, H./Madlener, R., Direct and Indirect Energy Rebound Effects in German Households: A Linearized Almost Ideal Demand System Approach, *The Energy Journal*, 41, 2020.

⁵⁸ Jessoe, K./Rapson, D., Knowledge is (Less) Power: Experimental Evidence from Residential Energy Use, *American Economic Review*, 104, 2014, S. 1417–1438.

92. In der ökonomischen Forschung wird der Wechselprozess üblicherweise als zweistufiger Prozess modelliert. In der ersten Stufe entscheidet der Haushalt dabei, ob und wie viel Zeit und Aufwand in die Informationsgewinnung investiert werden soll. In der zweiten Stufe wird dann über den tatsächlichen Wechsel zu einem anderen Anbieter entschieden.⁵⁹ Die Trennung und Quantifizierung von Suchkosten, Wechselkosten und Präferenzen für den bisherigen Anbieter sind theoretisch und empirisch komplex. Gleichzeitig kann eine erfolgreiche Quantifizierung der einzelnen Faktoren Aufschluss über jeweils passende Politikinterventionen geben, um die Kosten an der entsprechenden Stelle des Prozesses zu senken. Somit ist es von großer Bedeutung, alle Hindernisse für mehr Wettbewerb zu identifizieren und entsprechende Lösungen zu finden, um diese Schranken abzubauen.

93. Die nötigen Einsparungen, die zu einem Wechsel anreizen würden, lassen sich auch empirisch schätzen. Zwar ist für Deutschland keine empirische Evidenz bekannt, aber der Blick in andere Länder erlaubt näherungsweise Aussagen. Bei einer Befragung im US-Bundestaat North Carolina gaben die Befragten an, bei einer monatlichen Einsparung von 15,30 US-Dollar oder mehr den Stromversorger zu wechseln, was gemessen an der damaligen durchschnittlichen Stromrechnung einer Einsparung von 14,35 % entspricht.⁶⁰ Für Großbritannien wurden in einer Befragung Werte in Höhe von 7,83 britische Pfund ermittelt.⁶¹ Inwiefern diese Kostendifferenz auf Such-, Wechsel-, oder anderen Kosten basiert, wurde dabei nicht untersucht.

94. Höhere mögliche Einsparungen führen zu einem stärkeren Anreiz zum Anbieterwechsel. Daraus ergibt sich im Umkehrschluss, dass der Wechselanreiz entsprechend geringer ist, wenn die Preisunterschiede zwischen den Anbietern niedrig sind. Somit sollten staatliche Eingriffe in die Preisbildung, die auf eine Angleichung der Marktpreise zwischen den Wettbewerbern hinwirken, aus Wettbewerbsicht möglichst vermieden werden.

2.2.2 Anbieterwechselverhalten in Deutschland im internationalen Vergleich

95. In den letzten 10 Jahren ist bei Haushaltskunden für Gas eine Steigerung der Wechselaktivität erkennbar; dies entspricht auch den empirischen Erfahrungen aus anderen Ländern. Seit 2016 stagniert diese Entwicklung allerdings.⁶² Bei der externen Wechselquote lag Deutschland im Jahr 2020 mit einem Wert von 12,8 % im Mittelfeld der betrachteten EU-Staaten (vgl. Abbildung 2.10).⁶³

⁵⁹ Sturluson, J.T., *Topics in the Industrial Organization of Electricity Markets*, 2003.

⁶⁰ McDaniel, T.M./Groothuis, P.A., *Retail competition in electricity supply—Survey results in North Carolina*, *Energy Policy*, 48, 2012, S. 315–321.

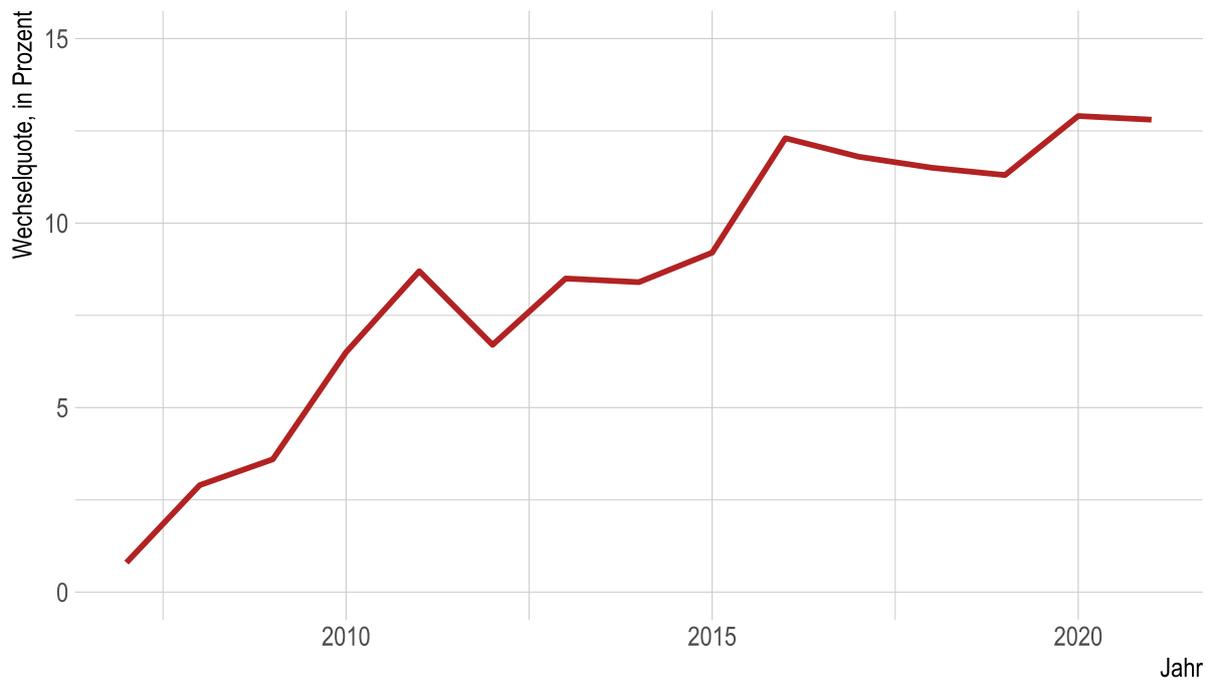
⁶¹ Ofgem, *Retail Market Review 2014 Baseline Consumer Survey report by TNS BMRB – dataset*, London, 2014.

⁶² Daten für das Jahr 2022, die aufgrund der momentanen Verwerfungen besonders aufschlussreich sein könnten, sind erst ab Anfang 2024 zu erwarten.

⁶³ Extern bezieht sich auf den Wechsel zu einem anderen Anbieter, im Gegensatz zu einem internen Wechsel, bei dem ein anderer Tarif desselben Anbieters gewählt wird.

Abbildung 2.9: Wechselquote bei Haushaltskunden in Deutschland

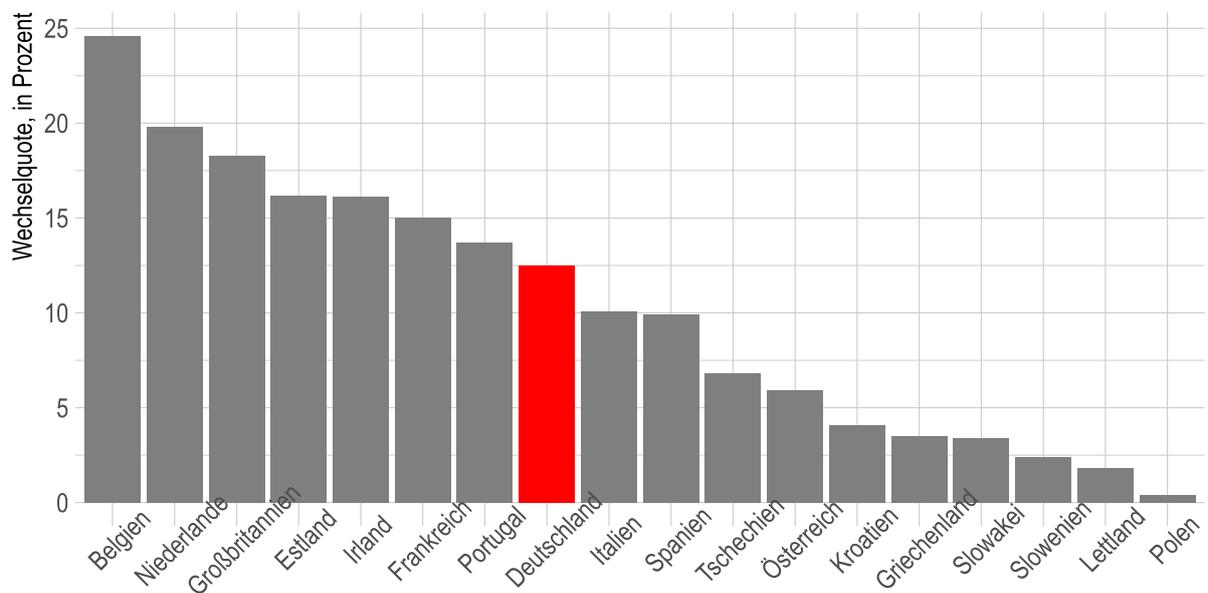
Wechselquote Haushalte 2007-2021, in Prozent



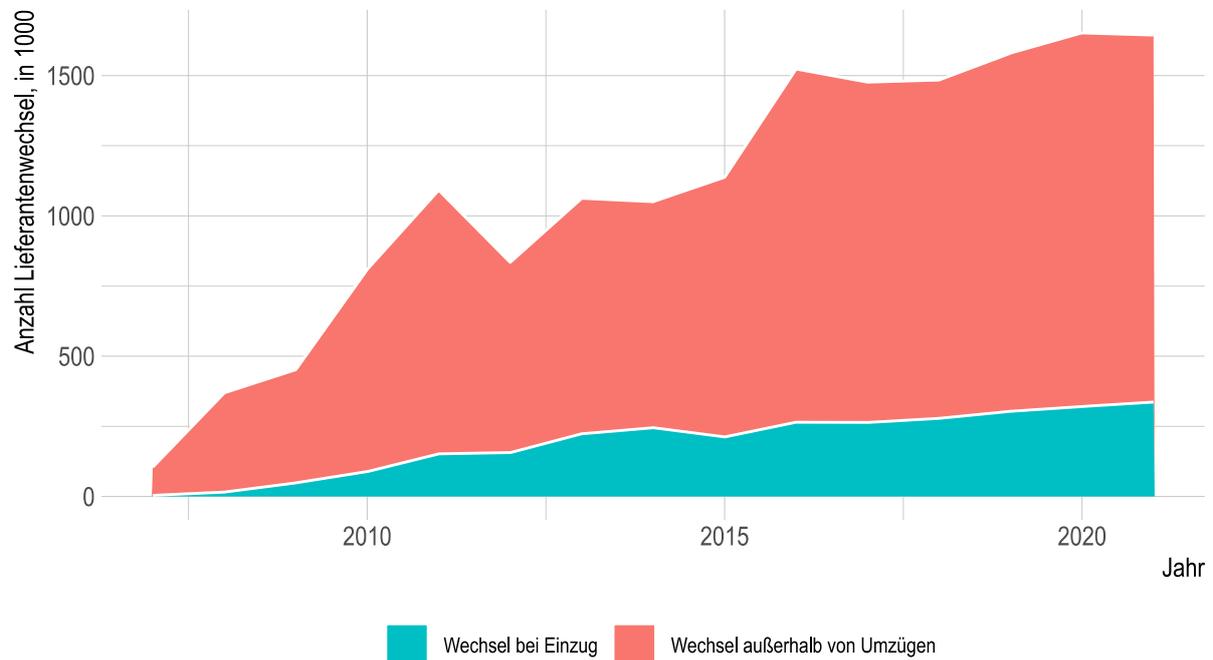
Quelle: Monitoringbericht BNetzA/BKartA; eigene Darstellung.

Abbildung 2.10: Wechselquoten in ausgewählten EU-Staaten 2020, in Prozent

Wechselquote Gas bei Haushalten 2020, in %



Quelle: ACER Market Monitoring Report; eigene Darstellung.

Abbildung 2.11: Lieferantenwechsel in Deutschland 2008-2021**Anzahl der Lieferantenwechsel bei Haushalten 2007-2021, in 1000**

Quelle: Monitoringbericht BNetzA/BKartA; eigene Darstellung.

96. Für den „Market Monitoring Survey“ der EU-Kommission wurden im Jahr 2020 ca. 50.000 Bürger aus allen EU-Mitgliedsstaaten sowie Großbritannien, Island und Norwegen zu ihren Erfahrungen in verschiedenen Märkten befragt. Dabei bezeichneten 64 % der Befragten in Deutschland den Vergleich zwischen Verträgen verschiedener Anbieter als „sehr einfach“ oder „ziemlich einfach“. Dies liegt leicht über dem EU-Durchschnitt von 61 % und deutlich unter dem Höchstwert von 82 % in Portugal. Für die Haushalte, die in den letzten 12 Monaten vor der Befragung ihren Gasanbieter gewechselt haben, zeigt Tabelle 2.1, welche Gründe dafür ausschlaggebend waren. Hierbei zeigt sich, dass finanzielle Gründe mit weitem Abstand der häufigste Grund für einen Anbieterwechsel waren.

Tabelle 2.1: Gründe für Anbieterwechsel, in Prozent

Grund für Wechsel	Deutschland	EU
Der neue Anbieter ist billiger	82	64
Der neue Anbieter bietet eine höhere Qualität der Dienstleistung	10	14
Ich wollte andere Dienste, die von meinem alten Anbieter nicht angeboten wurden	1	5
Ich habe das Vertrauen in meinen bisherigen Anbieter verloren	4	9
Aus ethischen Gründen (z. B. weil ich das Gefühl habe, dass das Verhalten des Anbieters schädliche Auswirkungen auf die Umwelt oder die Gesellschaft hat)	1	2
Ich musste wechseln (z. B. weil ich umgezogen bin oder weil mein alter Anbieter seine Tätigkeit eingestellt hat)	1	3
Ich weiß nicht / keine Angabe	2	3

Quelle: Market Monitoring Survey/EU, 2021.

97. Analog dazu zeigt Tabelle 2.2 die Gründe für die Haushalte, die ihren Anbieter nicht gewechselt haben.

Tabelle 2.2: Gründe für Verbleib beim bisherigen Anbieter, in Prozent

Grund für Nichtwechsel	Deutschland	EU
Ich bin mit meinem derzeitigen Anbieter zufrieden	80	73
Ich möchte wechseln, habe mich aber noch nicht dazu durchgerungen	3	5
Ich habe nicht genügend Informationen über andere Angebote oder weiß nicht, wo ich solche Informationen finden kann	1	3
Ein Wechsel würde bedeuten, dass ich andere Änderungen vornehmen muss (z. B. bei Daueraufträgen für mein Bankkonto)	0	1
Die mit dem Wechsel verbundenen Kosten sind nicht immer klar	0	1
Ich möchte nicht wechseln, weil es zu komplex oder zu zeitaufwändig ist	2	2
Ich sehe nicht genug Unterschiede zwischen den Anbietern/Betreibern, als dass sich ein Wechsel lohnen würde	0	4
Ich weiß nicht, wie ich meinen Anbieter/Betreiber wechseln kann	0	1
Ich bin nicht in der Lage, den Anbieter/Betreiber zu wechseln, z. B. weil es der Zustimmung des Vermieters bedarf	1	2
Anderer oder kein besonderer Grund	10	8
Ich weiß nicht / keine Angabe	1	1

Quelle: Market Monitoring Survey/EU, 2021.

2.2.3 Hinderungsgründe für einen Anbieterwechsel

2.2.3.1 Ökonomische Faktoren

Anbieterwechsel als Ausdruck von Präferenzen?

98. Die Wahl eines bestimmten Versorgers könnte ein simpler Ausdruck der Präferenzen der Haushalte sein (vgl. Tabelle 2.2): Bei Grundversorgern handelt es sich häufig entweder um lokale Stadtwerke oder um große und bekannte Unternehmen wie z. B. E.ON oder EnBW. Hier kann der Bekanntheitsgrad dieser Unternehmen eine Rolle spielen und Haushalte zum Verbleib beim Grundversorger anreizen. Bei kleineren Versorgern könnte die Angst vor einer Insolvenz oder unseriösen Geschäftspraktiken abschreckend wirken, unabhängig davon, wie groß diese Risiken tatsächlich sind. So ist zum Beispiel eine Versorgungsunterbrechung durch Insolvenz des Versorgers ausgeschlossen. In diesem Fall werden die betroffenen Kunden im Rahmen der Ersatzversorgung nach § 38 Abs. 1 EnWG unterbrechungsfrei durch den lokalen Grundversorger beliefert. Falls diese Regelung den Verbraucherinnen und Verbrauchern jedoch nicht bekannt ist, kann die subjektiv empfundene Angst vor einer Versorgungsunterbrechung dazu führen, dass ein Anbieterwechsel nicht in Betracht gezogen wird.

99. Die Präferenz für den bisherigen, etablierten Versorger lässt sich auch empirisch schätzen und quantifizieren. Zwar liegen für Deutschland hierzu keine Studien vor, jedoch kann durch den Blick auf internationale Publikationen zumindest die Größenordnung dieser Effekte eingeschätzt werden. Zwei Jahre nach der Liberalisierung des Strommarktes in Texas wurde dort der Markeneffekt für den bisherigen Anbieter mit ca. 15 US-Dollar im Monat quantifiziert. Das heißt, dass Haushalte bei gleichem Verbrauch bereit waren, ca. 15 US-Dollar im Monat mehr für einen Vertrag bei ihrem bisherigen Anbieter zu bezahlen als bei einem Wettbewerber.⁶⁴ Bei einer Untersuchung mit belgischen Haushalten wurde ein Wert von 24 Euro im Monat ermittelt, allerdings nur für Kunden ab 65 Jahren. Jüngere Verbraucherinnen und Verbraucher zeigten keine signifikante Präferenz für den bisherigen Versorger.⁶⁵ Zudem zeigen diese und andere empirische Studien, dass die Präferenz für etablierte Anbieter abnimmt, je länger die Liberalisierung des Marktes zurückliegt. Hier kann also auf einen Lerneffekt seitens der Kundinnen und Kunden im Zeitablauf geschlossen werden.

100. Sofern diese Präferenzen tatsächliche Unterschiede in der Qualität der Anbieter widerspiegeln, sind sie als Teil des Marktgeschehens zu betrachten und aus wettbewerbsökonomischer Sicht unbedenklich. So kann die Präferenz für einen bestimmten Versorger durch eine bessere Kundenbetreuung, Loyalitäts- und Bonusprogramme, bestimmte Vertragsdetails oder eine besonders einfache Abrechnung begründet sein. Entstehen diese Präferenzen dagegen durch falsche Auffassungen der Kunden in Bezug auf den Gasmarkt, etwa weil diese bei einem etablierten Anbieter eine höhere Versorgungssicherheit annehmen, könnten Politikmaßnahmen wie z. B. Informationskampagnen eine wohlfahrtssteigernde Wirkung haben.

Suchkosten verstehen und verringern

101. Ein weiteres Hindernis, welches den Wechsel des Anbieters erschweren kann, sind Suchkosten. Informationen über Tarif- und Anbieteralternativen zu finden, kostet Aufwand und Zeit. Sind die erwarteten Suchkosten hoch oder die erwarteten Kosteneinsparungen durch einen Wechsel gering, so ist es aus Verbrauchersicht rational, auf die Suche nach einem anderen Versorger zu verzichten. Zwar sind durch die Möglichkeiten der Online-Recherche über Vergleichsportale und Websites von Versorgern die Suchkosten in den letzten Jahren erheblich gesunken; dennoch können Suchkosten weiterhin eine substantielle Größe haben und somit den Anbieterwechsel erschweren.⁶⁶ Die Höhe der Suchkosten ist somit ein zentraler Faktor für die Wettbewerbssituation in einem Markt.⁶⁷ Dies gilt insbesondere für Märkte mit einer begrenzt-

⁶⁴ Hortaçsu u. a., *Power to Choose? An Analysis of Consumer Inertia in the Residential Electricity Market*, a. a. O., vgl. Fn. 56.

⁶⁵ Dressler, L./Weiergraeber, S., *Alert the Inert? Switching Costs and Limited Awareness in Retail Electricity Markets*, *American Economic Journal: Microeconomics*, 15, 2023, S. 74–116.

⁶⁶ Goldfarb, A./Tucker, C., *Digital Economics*, *Journal of Economic Literature*, 57, 2019, S. 3–43.

⁶⁷ Stahl, D.O., *Oligopolistic pricing with heterogeneous consumer search*, *International Journal of Industrial Organization*, 14, 1996, S. 243–268.

ten Zahl an dominanten Anbietern wie dem Gasmarkt, da hier die bereits vorhandene Marktmacht einzelner Anbieter durch hohe Suchkosten noch verstärkt werden kann. Bereits die Erwartung hoher Suchkosten kann die Wechseltätigkeit einschränken.⁶⁸

102. Die Suche nach Alternativen setzt auf Verbraucherseite zunächst das Wissen darüber voraus, dass diese Möglichkeit tatsächlich besteht. Insbesondere unter Konsumenten, die in der Zeit vor der Liberalisierung des deutschen Gasmarkts 2006 sozialisiert wurden, kann dieses Wissen fehlen. Empirisch lässt sich zeigen, dass die Bereitschaft zur Suche nach alternativen Anbietern innerhalb der Bevölkerung heterogen ist und von demographischen Merkmalen abhängt. So suchen Haushalte mit jüngeren, besser ausgebildeten, und einkommensstärkeren Bewohnern häufiger nach anderen Anbietern und zeigen auch seltener eine Präferenz für den bisherigen Anbieter.⁶⁹

103. Die genaue Quantifizierung von Suchkosten ist empirisch komplex, insbesondere in Abgrenzung von anderen Faktoren wie z. B. Wechselkosten.⁷⁰ Für Deutschland sind in diesem Zusammenhang keine Studien bekannt. Allerdings gibt es vereinzelte Untersuchungen aus anderen Ländern. In einer empirischen Studie mit Haushalts- und Tarifdaten aus Belgien wird der Wohlfahrtsverlust durch Suchkosten für den einzelnen Haushalt auf durchschnittlich 4 Euro pro Suche geschätzt.⁷¹ Im Laufe des Untersuchungszeitraums sank dieser Betrag von durchschnittlich ca. 5,25 Euro im Jahr 2012 auf etwa 3,25 Euro in 2017. Mit einer staatlichen Informationskampagne im Jahr 2012 konnten die Suchkosten vorübergehend um etwa 30 % gesenkt werden. Auch in anderen Studien zeigt sich ein abnehmender Trend bei Suchkosten. In Großbritannien sanken die geschätzten Suchkosten von 96,55 britischen Pfund in 2002 auf 17,28 Pfund in 2005.⁷² Alle diese Kostenschätzungen beziehen sich jeweils auf einen einmaligen Suchvorgang, mit dem sich ein Haushalt vollständig über alle Tarifoptionen im Markt informiert. Da sich die Tarifoptionen im Laufe der Zeit ändern, würden bei einer erneuten Suche zu einem späteren Zeitpunkt wiederum Suchkosten anfallen.

104. Da Vergleichsportale mit wenigen Klicks umfassende Vergleichsinformationen bereitstellen, ist auf technischer Seite eine weitere Vereinfachung des Vergleichsprozesses kaum vorstellbar. Reformen, die den Suchprozess vereinfachen sollen, müssen sich also auf die Barrieren fokussieren, die Haushalte davon abhalten, überhaupt nach anderen Anbietern zu suchen.

⁶⁸ Giuletta u. a., *Consumer Choice and Competition Policy: A Study of UK Energy Markets*, a. a. O., vgl. Fn. 53.

⁶⁹ Hortaçsu u. a., *Power to Choose? An Analysis of Consumer Inertia in the Residential Electricity Market*, a. a. O., vgl. Fn. 56.

⁷⁰ Handel/Schwartzstein, *Frictions or Mental Gaps: What's Behind the Information We (Don't) Use and When Do We Care?*, a. a. O., vgl. Fn. 55.

⁷¹ Dressler/Weiergraeber, *Alert the Inert? Switching Costs and Limited Awareness in Retail Electricity Markets*, a. a. O., vgl. Fn. 65.

⁷² Giuletta, M./Waterson, M./Wildenbeest, M., *Estimation of Search Frictions in the British Electricity Market: Estimation of Search Frictions in the British Electricity Market*, *The Journal of Industrial Economics*, 62, 2014, S. 555–590.

105. Zur Verringerung der Suchkosten ist eine Option, die Nutzung von Vergleichsportalen noch stärker zu fördern. In einigen Ländern existieren staatlich betriebene Portale; in anderen werden privat betriebene Portale vom jeweiligen Energieregulierer nach bestimmten Standards zertifiziert. Beides kann die Glaubwürdigkeit dieser Portale erhöhen und somit die stärkere Nutzung anreizen. Die zurzeit in Deutschland aktiven privaten Vergleichsportale finanzieren sich hauptsächlich durch Provisionen der Energieversorger; daher ist fraglich, ob die Wohlfahrtsmaximierung der Verbraucherinnen und Verbraucher das oberste Ziel dieser Portale ist.⁷³ Bereits der Anschein einer nicht neutralen Vermittlung kann dabei abschreckend wirken.

106. Zur Reduzierung von Reputationsproblemen haben z. B. Frankreich, Schweden, Australien, Österreich und der US-Bundestaat Texas staatlich betriebene Vergleichsportale eingeführt.⁷⁴ Alternativ werden private Vergleichsportale durch eine Regulierungsbehörde zertifiziert, wenn sie bestimmte Mindeststandards einhalten.⁷⁵

107. In mehreren Feldversuchen hat der britische Energieregulierer Ofgem Interventionen zur Verringerung der Suchkosten getestet. Mit einem Brief an zuvor wechselunwillige Haushalte, in dem personalisiert auf drei günstigere Tarife hingewiesen wurde, konnte eine Wechselquote von 3,4 % innerhalb von 30 Tagen erreicht werden, im Vergleich zu 1 % in der Kontrollgruppe.⁷⁶ In diesem Brief wurden auch die für den Anbieterwechsel nötigen Schritte erklärt, die Haushalte mussten den Wechsel allerdings selbst durchführen. Diese Intervention diente also hauptsächlich der Reduzierung bzw. kompletten Eliminierung der Suchkosten.

Wechselkosten senken

108. Neben Suchkosten sind (tatsächliche oder vermutete) Wechselkosten ein weiterer Faktor, der den Anbieterwechsel unattraktiver machen kann. Als Wechselkosten bezeichnet man dabei alle Kosten, die bei einem Anbieterwechsel anfallen. Diese können je nach Produkt unterschiedliche Formen annehmen.⁷⁷ Unter Wechselkosten können dabei z. B. fallen:

- Gebühren für den Ausstieg aus einem laufenden Vertrag
- Investitionen in benötigtes Equipment für das neue Produkt
- Lernaufwand im Umgang mit einem bisher unbekanntem Produkt
- Loyalitäts- oder Bonusprogramme, die durch den Wechsel aufgegeben werden
- Psychologische Kosten des Wechsels, z. B. durch Markenloyalität

⁷³ Stiftung Warentest, Bei steigenden Preisen den Durchblick behalten, Stiftung Warentest, 4. November 2021, <https://www.test.de/Vergleichsportale-fuer-Strom-und-Gas-im-Check-So-behalten-Sie-Durchblick-im-Tarifdickicht-4505887-0/>.

⁷⁴ Vgl. <https://comparateur-offres.energie-info.fr>, <https://www.elpriskollen.se/en>, <https://www.energymadeeasy.gov.au> bzw. <https://powertochoose.com>.

⁷⁵ Dies ist z. B. in Großbritannien und Belgien der Fall.

⁷⁶ Ofgem, Insights from Ofgem's consumer engagement trials, London, 2019.

⁷⁷ Klemperer, P., Competition when Consumers have Switching Costs: An Overview with Applications to Industrial Organization, Macroeconomics, and International Trade, The Review of Economic Studies, 62, 1995, S. 515–539.

Nicht alle Kostenarten sind dabei gleichermaßen für alle Arten von Produkten relevant.

109. Wechselkosten und ihre Auswirkungen auf Wettbewerb und Marktergebnisse sind ein komplexes und in der ökonomischen Literatur häufig untersuchtes Phänomen. Hohe Wechselkosten können dabei in Bezug auf die Preisgestaltung von Unternehmen widersprüchliche Anreize schaffen: Einerseits sind in diesem Fall hohe Preise gewinnsteigernd, da die hohen Wechselkosten die Kunden von einem Wechsel zu einem anderen Anbieter abschrecken, auch wenn durch die hohen Preise die mögliche Ersparnis für die Kunden groß ist. Andererseits ist es bei hohen Wechselkosten besonders profitabel, Marktanteile zu gewinnen, da diese einmal gewonnenen Kunden seltener wieder zu einem anderen Unternehmen wechseln, als dies bei niedrigen Wechselkosten der Fall wäre. Dieser zweite Effekt setzt Anreize zu geringeren Preisen.⁷⁸ Allerdings wird in der ökonomischen Forschung davon ausgegangen, dass der sog. „Harvesting“-Effekt, der zu höheren Preisen führt, überwiegt.⁷⁹ Insbesondere bei stark asymmetrischen Marktanteilen zwischen den Anbietern führen hohe Wechselkosten zu höheren Preisen.⁸⁰ Hohe Wechselkosten können zudem nicht nur den Wettbewerb zwischen bereits existierenden Anbietern behindern, sondern auch den Markteintritt für weitere Wettbewerber unattraktiv machen.⁸¹ Die empirische Quantifizierung der Wechselkosten ist, ähnlich wie bei Suchkosten, komplex. Insbesondere die Abgrenzung zu anderen Kostenarten ist methodisch herausfordernd. Empirische Studien, die zwischen Wechsel- und Suchkosten differenzieren, schätzen die Wechselkosten höher ein als die Suchkosten. So werden bei einer Untersuchung mit Daten belgischer Haushalte die Wechselkosten auf einen Wert von 20 bis 23 Euro pro Wechselvorgang geschätzt, im Vergleich zu Suchkosten von ca. 4 Euro je Suchvorgang.⁸²

2.2.3.2 Psychologische Faktoren

110. Nicht-monetäre Faktoren können beim Wechselverhalten ebenfalls eine Rolle spielen.⁸³ So könnten Haushalte durch vermeintlich oder tatsächlich komplexe Tarife abgeschreckt werden, sich mit dem Thema zu beschäftigen und einen Anbieterwechsel in Erwägung zu ziehen. Die Fähigkeit der Verbraucherinnen und Verbraucher, den jeweils günstigsten Tarif zu wählen, ist unter Umständen eingeschränkt. Bei einer Untersuchung basierend auf zwei Umfragen in

⁷⁸ Rhodes, A., Re-examining the effects of switching costs, *Economic Theory*, 57, 2014, S. 161–194.

⁷⁹ Farrell, J./Klemperer, P., Chapter 31 Coordination and Lock-In: Competition with Switching Costs and Network Effects, *Handbook of Industrial Organization*, 2007, Seiten 1967–2072.

⁸⁰ Rhodes, Re-examining the effects of switching costs, a. a. O., vgl. Fn. 78.

⁸¹ Farrell/Klemperer, Chapter 31 Coordination and Lock-In: Competition with Switching Costs and Network Effects, a. a. O., vgl. Fn. 79.

⁸² Dressler/Weiergraeber, Alert the Inert? Switching Costs and Limited Awareness in Retail Electricity Markets, a. a. O., vgl. Fn. 65.

⁸³ He, X./Reiner, D., Why Consumers Switch Energy Suppliers: The Role of Individual Attitudes, *The Energy Journal*, 38, 2017.

Großbritannien wählten mindestens 17 % der wechselnden Befragten einen Stromanbieter mit höheren Preisen.⁸⁴

111. Klassische ökonomische Logik besagt, dass eine größere Zahl an Auswahloptionen für die Haushalte immer nutzensteigernd oder zumindest -erhaltend sind. Jedoch kann eine solche Situation aufgrund der erhöhten kognitiven Anforderungen die Entscheidungsqualität verringern. Zudem kann eine solche „Choice Overload“ dazu führen, dass Konsumentinnen und Konsumenten eine Entscheidung vermeiden, da die hohe Zahl an Optionen abschreckend wirkt.⁸⁵ Haushalte, die bereits in der Vergangenheit in vergleichbaren Märkten wie z. B. Telekommunikation oder Versicherungen ihren Anbieter gewechselt haben, sind auch deutlich häufiger bereit, dies im Gasmarkt zu tun.⁸⁶

2.2.4 Collective Switching zur Verstärkung der Wechseltätigkeit?

112. In verschiedenen Ländern wurden in den letzten Jahren mit Feldversuchen im Rahmen von sog. „Collective Switching“-Programmen versucht, eine höhere Wechselquote zu erreichen. Insbesondere der britische Energieregulierer Ofgem hat in den letzten Jahren hierzu Studien durchgeführt und veröffentlicht. Dabei wurden in verschiedenen Behandlungsgruppen insgesamt mehr als 1,1 Millionen Haushaltskunden beteiligt. Je nach Intervention konnten dabei Wechselquoten von 18-30 % erreicht werden, im Vergleich zu 2-5 % in der jeweiligen Kontrollgruppe.⁸⁷

113. Collective Switching kann entweder von einer regulierenden Behörde, aber auch z. B. von Kommunen organisiert werden. Dabei verhandelt die ausführende Institution zunächst mit Energieversorgern über einen kollektiven Tarif. Dazu werden in der Regel ausgewählte Versorger zu einer Auktion eingeladen, bei der das günstigste Gebot den Zuschlag erhält. Bei der Auswahl der eingeladenen Energieversorger können zuvor Voraussetzungen definiert werden, z. B. hinsichtlich der Nachhaltigkeit oder dem Kundensupport. Dieser Tarif gilt dann für alle teilnehmenden Haushalte. Diese Haushalte, die sich zuvor für die Teilnahme registrieren müssen, erhalten dann per Post oder E-Mail die Einladung zur Teilnahme mit den Angebotsdetails, in der Regel mit einer fixen Deadline. Nur bei einer Annahme des Angebots wird dann tatsächlich der Tarif gewechselt.⁸⁸ Die Aktivität des einzelnen Haushalts beschränkt sich also darauf, sich vor Beginn des Prozesses für die Teilnahme zu registrieren und dann bei Bedarf dem Wechsel zum neuen Tarif zuzustimmen. Somit reduziert dieses System sowohl Such- als auch Wechselkosten.

⁸⁴ Wilson, C.M./Price, C.W., Do consumers switch to the best supplier?, *Oxford Economic Papers*, 62, 2010, S. 647–668.

⁸⁵ Chernev, A./Böckenholt, U./Goodman, J., Choice overload: A conceptual review and meta-analysis, *Journal of Consumer Psychology*, 25, 2015, S. 333–358.

⁸⁶ Giulietti u. a., *Consumer Choice and Competition Policy: A Study of UK Energy Markets*, a. a. O., vgl. Fn. 53.

⁸⁷ Ofgem, *Insights from Ofgem’s consumer engagement trials*, a. a. O., vgl. Fn. 76.

⁸⁸ What is collective energy switching?, *What is collective energy switching?*, <https://bigcommunityswitch.co.uk/big-community-switch/info/how-does-it-work>.

114. Collective Switching kann entweder auf Basis von Opt-Out oder Opt-In erfolgen. Opt-In-Regelungen erfordern weiterhin ein gewisses Maß an Beteiligung der Verbraucherinnen und Verbraucher, was die Partizipationsrate beschränken kann. Bei einem Opt-Out-System ist dagegen von einer stärkeren Beteiligung auszugehen. Allerdings handelt es sich hierbei um einen stärkeren Markteingriff mit höheren rechtlichen Hürden, unter anderem beim Datenschutz.⁸⁹ Hier kann es besonders sinnvoll sein, den Fokus gezielt auf Haushalte im Grundversorgungstarif zu legen. Für diese Haushalte sind die größten Einsparungen zu erwarten. Gleichzeitig waren diese Haushalte voraussichtlich auch besonders resistent gegen alle bisherigen Versuche, sie zum Wechsel zu animieren. Die Feldversuche von Ofgem zeigen eine Reihe von Faktoren, die die Erfolgswahrscheinlichkeit der Intervention erhöhen können. Demnach sind Informationsangebote und Collective-Switching-Einladungen an die Haushalte besonders effektiv, wenn sie:

- Kurze und einfach verständliche Botschaften enthalten
- Handlungsorientiert und personalisiert sind
- Eine fixe Deadline vorgeben
- Die von den Haushalten nötigen Schritte klar und verständlich aufzeigen
- Vor der Aussendung im Rahmen von Pilotprojekten getestet werden

Zudem erhöht sich die Wahrscheinlichkeit des Wechsels, wenn den Haushalten nur ein einziges Angebot vorgelegt wird, da sich dadurch die kognitive Anstrengung der Tarifauswahl verringert.⁹⁰

115. Empirisch zeigt sich, dass durch Collective Switching höhere Wechselquoten erreicht werden können als durch reine Informationsangebote an die Energieverbraucherinnen und -verbraucher.⁹¹ Gleichzeitig ist der administrative Aufwand höher, da von Seiten der umsetzenden Institution mehr Schritte erforderlich sind. Ein angemessenes Design vorausgesetzt, können Collective-Switching-Systeme somit alle bedeutenden Barrieren beim Anbieterwechsel deutlich entschärfen. Suchkosten werden verringert, da die Tarifauswahl bereits durch die ausführende Stelle durchgeführt wird und die Haushalte sich somit nicht selbst über die verschiedenen Tarifoptionen informieren müssen. Die Wechselkosten werden ebenfalls verringert, da eine simple Zustimmung des Haushaltes genügt, um den Wechsel vorzunehmen. Somit entfällt für den Haushalt der größte Teil des administrativen Aufwands eines Anbieterwechsels. Auch „Choice Overload“ kann vermieden werden, wenn die Kunden jeweils nur ein Tarifangebot erhalten und nicht aus mehreren Tarifen auswählen müssen. Gleichzeitig bedeutet dies eine stärkere Einschränkung der Wahlfreiheit für die teilnehmenden Haushalte. Zudem ist je nach Ausgestaltung der einzelnen Tarife der final durch die organisierende Stelle ausgewählte Tarif nicht zwangsläufig für alle Haushalte optimal. In einem solchen Fall müsste also die Tarifauswahl nach

⁸⁹ Feldhaus, C. u. a., Encouraging consumer activity through automatic switching of the electricity contract- A field experiment, *Energy Policy*, 164, 2022, S. 112855.

⁹⁰ Ofgem, Insights from Ofgem's consumer engagement trials, a. a. O., vgl. Fn. 76.

⁹¹ Deller, D. u. a., Switching Energy Suppliers: It's Not All About the Money, *The Energy Journal*, 42, 2021.

transparenten und nachvollziehbaren Kriterien erfolgen, auch um die Gefahr einer nicht neutralen Auswahl zu vermeiden.

2.2.5 Grundversorger als Hindernis des Wettbewerbs?

116. Im Vergleich zu anderen Märkten besteht im Gasmarkt, wie im Strommarkt, die Besonderheit der sog. Grundversorgung. Diese ist in § 36 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sowie in der Gasgrundversorgungsverordnung (GasGVV) geregelt. Ein Ziel dieser Regelung ist es, allen Haushalten eine stabile und verlässliche Versorgung mit Energie zu bieten. Diese Regeln haben jedoch möglicherweise unerwünschte ökonomische Auswirkungen auf die Wettbewerbssituation im Gasmarkt.

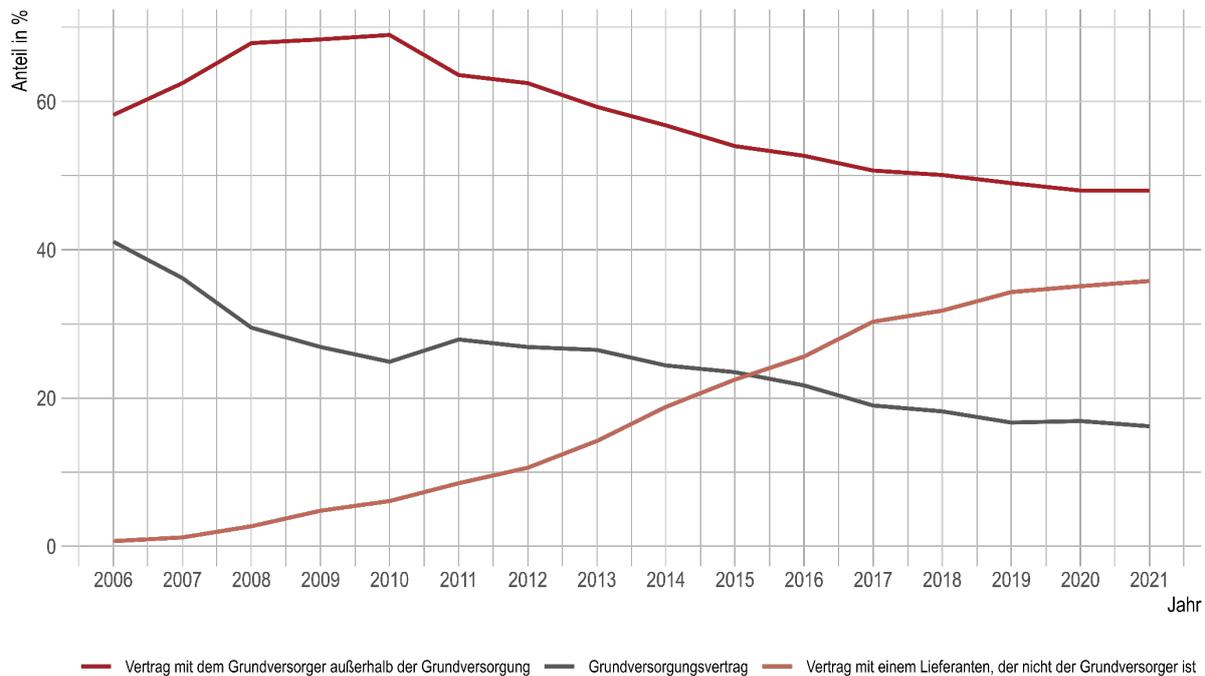
117. Im Rahmen der Grundversorgung werden Haushalte, die keinen expliziten Gasliefervertrag mit einem Anbieter abgeschlossen haben, automatisch beliefert. Dies kann z. B. bei einem Neueinzug oder der Insolvenz des vorherigen Versorgers der Fall sein. Der Grundversorgungsvertrag kann mit einer Frist von 14 Tagen gekündigt werden.

118. Gemäß § 36 Abs. 2 EnWG wird das Unternehmen mit den meisten Haushaltskunden in einem Netzgebiet zum Grundversorger bestimmt. Dies wird alle drei Jahre zum 1.7. geprüft und für die drei folgenden Kalenderjahre festgelegt. Der letzte Stichtag war der 1.7.2021, an dem die Grundversorger für die Jahre 2022 bis 2024 festgestellt wurden. Diese Regelung führt in der Praxis dazu, dass der Grundversorgungsauftrag in einem Netzgebiet nur sehr selten auf ein anderes Unternehmen übergeht. Seit 2010 trat dieser Fall in jeder dreijährigen Betrachtungsperiode in weniger als 1 % der Fälle auf.⁹²

⁹² Eigene Berechnungen auf Basis von Daten der BNetzA.

Abbildung 2.12: Entwicklung der Tarifarten für Haushaltskunden

Anteil der Tarifarten 2006-2021, in %



Quelle: Monitoringbericht BNetzA/BKartA; eigene Darstellung.

119. Abbildung 2.12 zeigt die Entwicklung der einzelnen Vertragsarten für Haushaltskunden in den letzten 15 Jahren. Dabei zeigt sich, dass die Kundinnen und Kunden insbesondere in den ersten Jahren seit der Liberalisierung des Gasmarktes vor allem in andere Tarife innerhalb ihres jeweiligen Grundversorgers gewechselt sind. Externe Wechsel, d.h. Wechsel zu einem anderen Anbieter, blieben dagegen zu Beginn selten und entwickelten erst im Laufe der Zeit einen signifikanten Anteil an der Wechseltätigkeit.

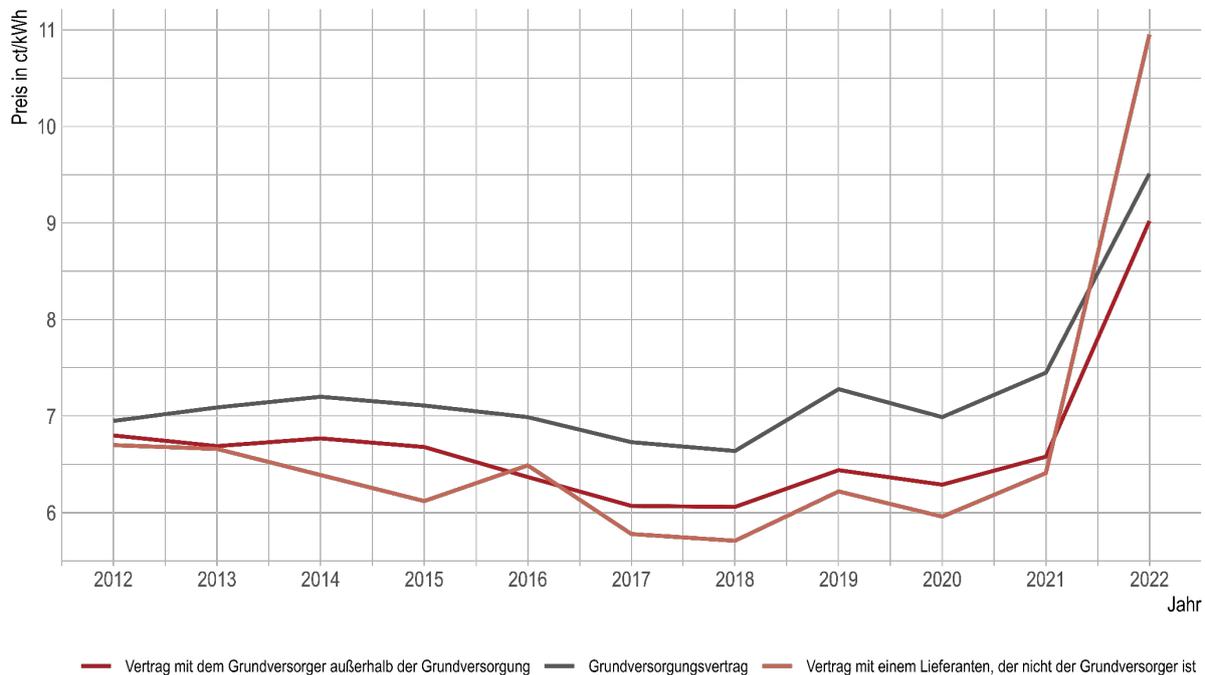
120. Empirisch zeigt sich, dass die Preise in der Grundversorgung im Durchschnitt höher sind als bei anderen Anbietern. Die Preisentwicklung seit 2012 ist in Abbildung 2.13 zu sehen. Mit Ausnahme des Krisenjahres 2022 waren die Preise im Grundversorgungsvertrag im Durchschnitt höher als die Preise für Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung. Deren Preisniveau lag wiederum über den Preisen für Verträge bei Nicht-Grundversorgern. Zwischen 2012 und 2022 betrug die Differenz zwischen Grundversorgungsvertrag und Drittanbietervertrag im Durchschnitt 0,60 ct/kWh, im Jahr 2021 waren es 1,04 ct/kWh. Für das Jahr 2021 ergibt sich somit ein hypothetischer Entlastungsbetrag für Haushaltskunden in Höhe von ca. 342 Mio. €, wenn alle Haushaltskunden anstelle des Grundversorgungsvertrags zu den Konditionen der Drittanbieter beliefert würden.⁹³ Für einen einzelnen Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 20.000 kWh ergäbe sich rechnerisch eine Entlastung von ca. 208 €. Da es sich hierbei um Mittelwerte handelt, in denen unter anderem Bonuszahlungen für Neukunden nicht

⁹³ In 2021 wurden laut Monitoringbericht 2022 von BNetzA und BKartA 32,9 TWh an Haushaltskunden in der Grundversorgung geliefert, die Preisdifferenz betrug 1,04 ct/kWh. Der hypothetische Entlastungsbetrag ergibt sich aus der Multiplikation dieser beiden Werte.

berücksichtigt sind, sind diese Werte als grobe Näherung zu interpretieren. Zudem ist zu erwarten, dass die Preisdifferenz zwischen Grundversorgungsvertrag und Nicht-Grundversorgungsvertrag nicht in allen Tarifregionen identisch ist.

Abbildung 2.13: Durchschnittliche Preise verschiedener Tarifarten

Preisentwicklung 2012-2022



Quelle: Monitoringbericht BNetzA/BKartA; eigene Darstellung.

121. Ökonomisch erscheint es auf den ersten Blick widersprüchlich, dass bei einem homogenen Gut wie Erdgas eine solche Preisdifferenz dauerhaft im Markt bestehen kann. Hier liegt der Schluss nahe, dass die Grundversorger von ihrer bestehenden Marktmacht einerseits und von der Wechselunwilligkeit der Haushalte andererseits profitieren. Unter den befragten Marktteilnehmern herrscht weitgehender Konsens, dass sich die aktuellen gesetzlichen Regelungen zur Grundversorgung auch in der aktuellen Krise bewährt haben. Insbesondere soll jederzeit die unterbrechungsfreie Belieferung mit Gas für alle Haushaltskunden sichergestellt werden. Jedoch gibt es neben abweichenden Meinungen auch unter den Befürwortern der aktuellen Regeln an einigen Stellen Reformbedarf. Insbesondere Haushalte mit geringer Bonität haben oft keine Alternative zum Grundversorger, da ihnen von anderen Versorgern keine Verträge angeboten werden. Gleichzeitig sind diese Haushalte häufiger von Energiearmut betroffen und leiden somit besonders unter den höheren Preisen in der Grundversorgung. Zwar soll § 29 GWB das missbräuchliche Ausnutzen einer marktbeherrschenden Stellung von Versorgungsunternehmen verhindern. Die bestehenden Preisdifferenzen zwischen Grundversorgern und Nicht-Grundversorgern zeigen jedoch, dass diese gesetzliche Regelung bisher weitgehend wirkungs-

los bleibt. Empirisch lässt sich zeigen, dass Kostenänderungen von marktmächtigen Grundversorgern weniger stark an die Endkundinnen und -kunden weitergegeben werden als von Versorgern mit geringerer Marktmacht.⁹⁴

122. Neben der erwähnten Zustimmung zum System der Grundversorgung existieren auch abweichende Meinungen. So könnten die aktuellen Regelungen gegen europäisches Recht verstoßen. Hierbei wird insbesondere kritisiert, dass das europarechtliche Konzept des „schutzbedürftigen Kunden“ durch die deutschen Regelungen zur Grundversorgung unzureichend umgesetzt wird. Außerdem könnte das System der Grundversorgung den freien Wettbewerb nach Art.119, 120 AEUV verletzen.⁹⁵

123. Abseits der breiten Zustimmung zum aktuellen System der Grundversorgung, das die befragten Marktteilnehmer signalisiert haben, gibt es auch umfassende Vorschläge zur Reform der Regelungen der Grundversorgung.

124. Der jeweilige Grundversorger in einem Netzgebiet könnte beispielsweise durch eine Ausschreibung bestimmt werden. Diese Ausschreibungen könnten durch die Netzbetreiber für ihr jeweiliges Netzgebiet oder durch die Kommunen umgesetzt werden.⁹⁶ Die Grundversorger beliefern im Rahmen der Ersatzversorgung auch Haushalte, deren ursprünglicher Lieferant den Markt verlässt, z. B. durch Insolvenz. Damit soll eine unterbrechungsfreie Versorgung sichergestellt werden. Diese Fähigkeit des Grundversorgers müsste auch bei einem Ausschreibungsmodell sichergestellt werden. Bei der Durchführung der Ausschreibung könnten dafür von der durchführenden Institution entsprechende Voraussetzungen und Bedingungen an die sich bewerbenden Unternehmen formuliert werden. Ein Ausschreibungsmodell hätte den Vorteil, dass ein Bieterwettbewerb zwischen den interessierten Unternehmen stattfinden könnte, der die Kosten der Grundversorgungstarife entsprechend senken würde. Ein Ausschreibungsmodell existiert derzeit u.a. in Dänemark.⁹⁷

125. Eine weitere Option wäre eine Pflicht für Grundversorger zur Weitergabe der Kontaktdaten ihrer Kunden an andere Versorger, damit diese speziell auf die Kunden in der Grundversorgung zugehen und ihnen Vertragsangebote machen können.⁹⁸ Hierfür müssten aber zuvor datenschutzrechtliche Bedenken ausgeräumt werden.

126. In Österreich fallen die Kunden bei einem Marktaustritt des bisherigen Versorgers nicht automatisch in die Ersatzversorgung des Grundversorgers, sondern werden gemäß § 124a Absatz 2 GWG 2011 einem anderen, im Netzgebiet aktiven Versorger zugewiesen. Diese Kunden haben in der Folge mit einer Kündigungsfrist von zwei Wochen die Möglichkeit, wiederum einen anderen Versorger auszuwählen. Ein solches Vorgehen hat den Vorteil, dass die Marktmacht

⁹⁴ Duso, T./Szücs, F., Market power and heterogeneous pass-through in German electricity retail, *European Economic Review*, 98, 2017, S. 354–372.

⁹⁵ Schwintowski, D.H.-P., *Das System der Grund- und Ersatzversorgung*, 2023.

⁹⁶ Jahn, A./Ecke, J., *Die Grundversorgung mit Strom und Gas in Deutschland*, 2019.

⁹⁷ Danish Utility Regulator, *National Report 2022 For the Year 2021*, Frederiksværk, 2022.

⁹⁸ Jahn/Ecke, *Die Grundversorgung mit Strom und Gas in Deutschland*, a. a. O., vgl. Fn. 96.

des bestehenden Grundversorgers nicht weiter zementiert wird. Andererseits sind möglicherweise nicht alle an der Auslösung beteiligten Unternehmen gleichermaßen in der Lage, die Ersatzversorgung sicherzustellen. Zudem hat der ausgeloste Ersatzversorger das Recht, diese Rolle abzulehnen. Dies könnte die Ausübung der Ersatzversorgung erschweren, falls mehrere Versorger diese Übernahme der Ersatzversorgung ablehnen.

2.2.6 Schlussfolgerungen und politische Handlungsempfehlungen

127. Aus der diskutierten Evidenz ergeben sich eine Reihe von Handlungsempfehlungen, die die Menschen zum häufigeren Wechsel des Gasversorgers anleiten und somit den Wettbewerb stärken könnten. Die Monopolkommission empfiehlt verschiedene Maßnahmen, um den Wettbewerb auf dem Gasmarkt zu fördern und die günstige Versorgung der privaten Haushalte mit Erdgas sicherzustellen. Dabei werden die Maßnahmen mit dem aus Sicht der Monopolkommission geringsten administrativen Aufwand und der geringsten Schärfe des Markteingriffs zuerst genannt. Alle diese Maßnahmen sollten dabei kontinuierlich mit Begleitforschung flankiert werden, um die Effektivität dieser Eingriffe beurteilen zu können und, wenn nötig, entsprechend weitergehende Maßnahmen einleiten zu können. Insoweit die Marktanteile insbesondere der etablierten Versorger Ausdruck von Präferenzen der Haushalte sind, ist kein Marktversagen erkennbar. Daher ist dieses Phänomen aus wettbewerblicher Sicht als unproblematisch zu bewerten. Wichtiger ist daher aus Sicht der Monopolkommission die Senkung der Such- und Wechselkosten für die Haushalte, um Wettbewerbsbarrieren abzubauen.

128. Haushalte sollten mit Hilfe von Informationskampagnen für die Möglichkeiten zum Anbieterwechsel und die dabei möglichen Einsparungen sensibilisiert werden. Da die Wechselkosten finanziell schwerer wiegen als die Suchkosten, sollte die Botschaft dieser Informationsmaßnahmen darauf fokussieren. Insbesondere der Hinweis, dass eine Versorgungsunterbrechung durch einen Anbieterwechsel grundsätzlich ausgeschlossen ist, kann hierbei hilfreich sein. Durch qualitative und quantitative Befragungen von Endkunden sollte noch genauer ermittelt werden, welche Faktoren konkret die Wechselkosten determinieren, um zielgenauere Botschaften zur Adressierung dieser Faktoren senden zu können. Personalisierte und gezielte Kommunikation, die auf konkrete Tarifoptionen hinweist, hat sich in anderen Ländern als effektives Mittel erwiesen, um Verbraucherinnen und Verbraucher zu einer stärkeren Wechselbereitschaft im Energiemarkt zu bewegen.⁹⁹

129. Eine weitere Option ist eine gesetzliche Informationspflicht für Gasversorger. So könnten diese z. B. verpflichtet sein, die Kundinnen und Kunden im Rahmen der jährlichen Rechnung auf die Möglichkeit zum Wechsel hinzuweisen. Vergleichende Botschaften, die Kosten und Verbrauch des Haushaltes mit denen anderer, vergleichbarer Haushalte vergleichen, können dabei ebenfalls eine Rolle spielen und als Nebeneffekt zum Energiesparen anreizen.¹⁰⁰ Die Bundesnetzagentur sollte dabei eine einheitliche Vorgabe festlegen, wie die Rechnung den Haushalten präsentiert werden muss. Die Erhöhung der Transparenz zum gewählten Tarif, zu möglichen

⁹⁹ Ofgem, Insights from Ofgem's consumer engagement trials, a. a. O., vgl. Fn. 76.

¹⁰⁰ Allcott, H., Social norms and energy conservation, *Journal of Public Economics*, 95, 2011, S. 1082–1095.

Tarifalternativen sowie zum Verbrauch sollte dabei im Vordergrund stehen. Anbieter im Telekommunikationssektor müssen beispielsweise seit 2021 ihre Kundinnen und Kunden mindestens einmal jährlich „hinsichtlich des für den jeweiligen Endnutzer besten Tarifs in Bezug auf ihre Dienste“ beraten.¹⁰¹ Die Monopolkommission empfiehlt die Einführung einer solchen Regelung auch für den Gasmarkt.

130. Ein stärkerer Eingriff in den Markt wäre die Durchführung von sog. Collective Switching-Systemen. Dies würde einen höheren Kostenaufwand für die ausführende Behörde bedeuten und hätte unter Umständen rechtliche Hürden, z. B. beim Datenschutz. Collective Switching könnte aber auch die Wechseltätigkeit stärker anreizen als die vorher genannten Maßnahmen. Daher empfiehlt die Monopolkommission, im Rahmen von Pilotprojekten Collective Switching durchzuführen. Erfahrungen aus anderen Ländern, insbesondere Großbritannien, können bei der Umsetzung hilfreich sein. Ein Pilotprojekt in begrenztem Umfang würde einen relativ geringen administrativen Aufwand umfassen. Ein solches Projekt sollte zudem ähnlich wie in Großbritannien mit wissenschaftlicher Begleitforschung unterstützt werden. Bei Erfolg könnte dieser Ansatz dann auf größere Marktgebiete skaliert werden.

131. Der potenziell stärkste Eingriff in den Gasmarkt wäre eine Reform der aktuellen Regelungen zur Grundversorgung. Auch diese Regelungen sollten kritisch hinterfragt werden. Vor dem Hintergrund des obersten Ziels der Versorgungssicherheit sind alternative Mechanismen vorstellbar, die dieses Ziel effizienter erreichen könnten. Hier sollten mögliche Reformen wie z. B. ein Ausschreibungsmodell für die Grundversorgung oder die Bestimmung des Ersatzversorgers per Losverfahren geprüft werden. Vorstellbar ist ein Modellversuch in einzelnen Netzgebieten, aus dem allgemeine Erkenntnisse für die Übertragbarkeit auf ganz Deutschland gewonnen werden könnten. Das strukturelle Problem der signifikant höheren Preise im Grundversorgungstarif könnte so zumindest zum Teil gelöst werden. Eine reine Beschränkung auf die Missbrauchsaufsicht im Rahmen des § 29 GWB erscheint aus Sicht der Monopolkommission eindeutig nicht ausreichend.

132. Viele der hier vorgeschlagenen Maßnahmen erfordern eine deutlich bessere Datengrundlage bezüglich der Gaskundinnen und -kunden. Bereits während der Energiekrise des Jahres 2022 war der Handlungsspielraum der Politik für Maßnahmen zur Entlastung von Verbraucherinnen und Verbrauchern sowie Unternehmen auch wegen der unzureichenden Dateninfrastruktur eingeschränkt. Direktzahlungen an alle bzw. an bedürftige Haushalte, welche von vielen Ökonomen als hilfreiche Sofortmaßnahme vorgeschlagen wurden, waren logistisch und technisch nicht kurzfristig umsetzbar.

133. Weiterhin sollte die ökonomische Forschung in Bezug auf das Wechselverhalten der Verbraucherinnen und Verbraucher ausgeweitet werden. Viele der hier vorgestellten empirischen Studien beziehen sich nicht auf Deutschland, da für empirische Untersuchungen mit deutschen Verbraucherinnen und Verbrauchern die Datengrundlage fehlt. Dies erschwert das Finden von

¹⁰¹ § 57 Absatz 3 Telekommunikationsgesetz (TKG).

politischen Lösungen zur Belebung des Wettbewerbs auf dem Gasmarkt. Endkundenbefragungen, wie sie der britische Energieregulierer Ofgem regelmäßig durchführt, könnten dieses Problem beheben.

2.3 Nicht-lineare Tarife

134. Die enormen Preissteigerungen bei Erdgas seit Ende 2021 führen für die Marktakteure und die politischen Entscheidungsträger zu einer komplexen Problemlage mit teilweise entgegengesetzten Zielen und Interessen. Gashändler und Versorger sehen sich gezwungen, die Preiserhöhungen an die Verbraucherinnen und Verbraucher weiterzugeben, um dauerhafte Verluste und Insolvenzen zu vermeiden. Gleichzeitig führt die Weitergabe der Kostensteigerungen zu erheblichen Kaufkraftverlusten, die insbesondere bei einkommensschwächeren Haushalten existenzgefährdend wirken können. Ziel der Politik ist es, die Gasversorgung für alle mit Gas heizenden Haushalte sicherzustellen, da die Bereitstellung von Wärme gesellschaftlich als fundamentales Gut betrachtet wird, welches allen Bürgerinnen und Bürgern zu bezahlbaren Preisen zugänglich sein soll. Aus Sicht der Politik ergibt sich somit das Dilemma, einerseits massenhafte Insolvenzen auf Versorgerseite zu verhindern, andererseits die hohen Belastungen auf der Haushaltsebene abzumildern. Dieser Zielkonflikt findet zudem vor dem Hintergrund der spürbaren Gasknappheit statt. Um eine Gasmangellage zu vermeiden, waren und sind Einsparungen im Verbrauch nötig, die wiederum durch Preissignale sowie nicht marktgebundene Maßnahmen wie z. B. öffentliche Appelle erreicht werden können.

135. Im Rahmen der Diskussionen um mögliche Interventionen zur Dämpfung der enorm gestiegenen Endverbraucherpreise wurde von verschiedenen Akteuren aus Wissenschaft und Politik eine Vielzahl an möglichen Maßnahmen und Interventionen vorgeschlagen. Einer der besonders breit diskutierten Vorschläge ist die Einführung eines sog. Basisbedarfs, der an alle Haushalte vergünstigt abgegeben werden sollte.¹⁰² Dabei wird bis zu einem zu bestimmenden Jahresverbrauch ein vergünstigter Tarif pro kWh erhoben, und erst für Verbräuche oberhalb dieses Niveaus muss der reguläre Marktpreis gezahlt werden.

136. Im Rahmen des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes (EWPBG) wurde ein Mechanismus eingeführt, der die Kostensteigerungen für mit Erdgas heizende Haushalte dämpft.¹⁰³ Dabei handelt es sich um einen fixen Transfer, der für jeden individuellen Haushalt je nach Vorjahresverbrauch und Gastarif unterschiedlich hoch ausfällt. Dabei wird der Vorjahresverbrauch mit 80 % multipliziert. Diese Menge wird wiederum mit der Differenz aus dem tatsächlichen Tarif und dem politisch festgelegten Preis von 12 ct/kWh multipliziert. Auch wenn die Gaspreisbremse auf den ersten Blick der Wirkungsweise eines Basisbedarfs entspricht, handelt es sich bei dieser Preisbremse nicht um einen Preisdeckel im klassischen Sinne. Dies liegt daran, dass die Entlastungszahlung nicht vom aktuellen Verbrauch abhängt und jede eingesparte kWh Gas

¹⁰² Dullien, S./Weber, I.M., Mit einem Gaspreisdeckel die Inflation bremsen, Wirtschaftsdienst, 102, 2022, S. 154–155.

¹⁰³ Für den Verbrauch an Strom und Fernwärme gelten analoge Mechanismen mit Preisgrenzen von 40 ct/kWh bzw. 9,5 ct/kWh.

mit dem tatsächlichen Marktpreis vergütet wird und nicht mit dem gedeckelten Preis von 12 ct/kWh. Die Grenzkosten des Gasverbrauchs sind also unabhängig vom Verbrauch konstant.¹⁰⁴ Durch diesen Mechanismus sollen die Einsparanreize möglichst intakt bleiben. Im Gegensatz dazu sind bei einem typischen mehrstufigen Tarif die Grenzkosten unterschiedlich, je nachdem, in welchem Verbrauchsblock der Haushalt sich befindet. Diese Art von Tarif ist in der ökonomischen Forschung als mehrstufiger Tarif oder als Blockpreis bekannt. Die Wirkungsweise und Implikationen eines solchen Tarifs sollen im Folgenden näher betrachtet werden. Konkret soll dabei auf ansteigende nichtlineare Tarife fokussiert werden. Sinkende Blockpreise, bei denen der Stückpreis bei höherem Konsum geringer wird, sollen dagegen nicht betrachtet werden, da sie in diesem Kontext nicht relevant sind. Aus Sicht der Monopolkommission sind ansteigende Blockpreise nicht zielführend, wenig anreizkompatibel und technisch schwierig umsetzbar. Daher spricht sich die Monopolkommission ausdrücklich gegen die Einführung von Blockpreisen aus. Die Gründe dafür sollen, nach einer kurzen Einführung in die Funktionsweise dieser Art von Tarifen, im Folgenden erläutert werden.

2.3.1 Grundgedanke und Funktionsweise

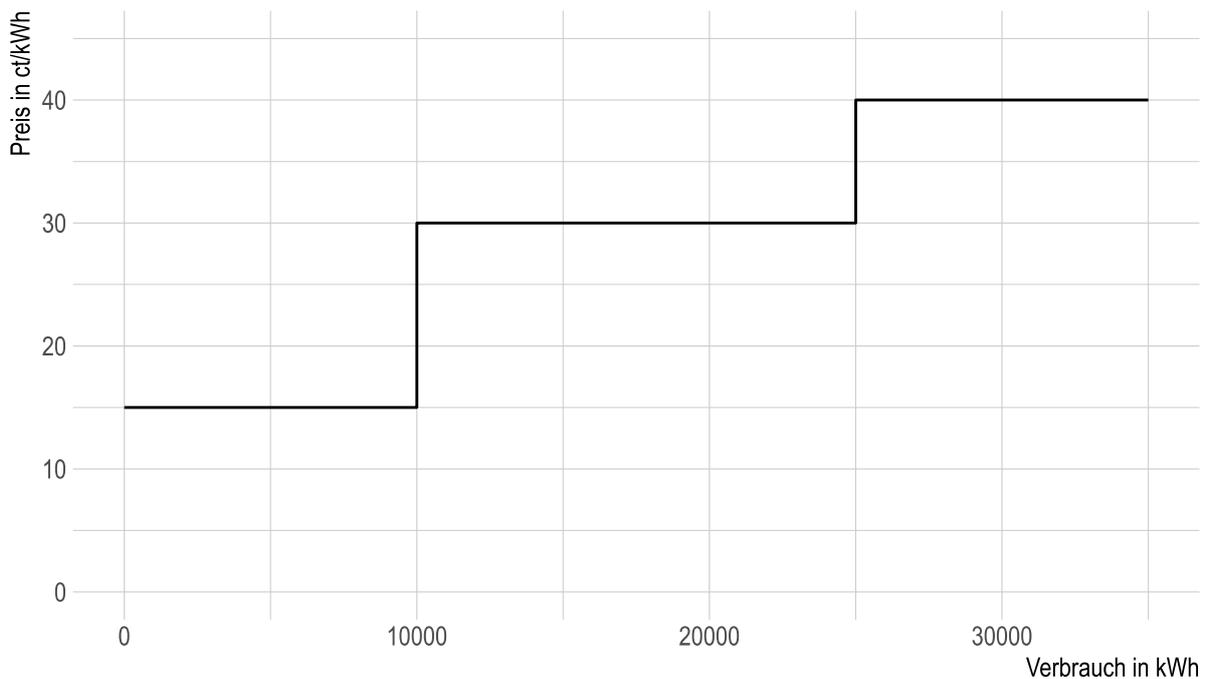
137. Nichtlineare Tarife können in verschiedenen Formen und Ausprägungen für unterschiedliche Güter bereits seit längerer Zeit in einer Vielzahl von Volkswirtschaften beobachtet werden. Neben Erdgas sind dies insbesondere Tarife für Strom und Wasser. So waren im Jahr 2017 ansteigende Blockpreise für Strom bei Haushaltskunden in 29 von 38 betrachteten afrikanischen Staaten verbreitet.¹⁰⁵ In den USA werden ca. 58 % aller Haushaltskunden für Strom mit Blocktarifen beliefert.¹⁰⁶ Ansteigende Blockpreise für Strom existieren unter anderem auch in Japan und Indien sowie für Strom und Erdgas in China.¹⁰⁷ Als steigenden Blockpreis bezeichnet man einen Tarif, bei dem der Preis pro konsumierter Einheit eines Gutes bei höherem Konsum ansteigt. So könnten z. B. die ersten 10.000 kWh Erdgas des Jahresverbrauchs 12 ct/kWh kosten, während jede zusätzliche kWh 35 ct kosten würde. Abbildung 2.14 zeigt beispielhaft einen Stromtarif mit insgesamt drei Blöcken mit jeweils ansteigenden Preisen.

¹⁰⁴ ExpertInnen-Kommission Gas und Wärme, Sicher durch den Winter: Abschlussbericht, Berlin, 2022.

¹⁰⁵ Kojima, M./Han, J.J., Electricity Tariffs for Nonresidential Customers in Sub-Saharan Africa, 2017.

¹⁰⁶ Borenstein, S./Bushnell, J.B., Do Two Electricity Pricing Wrongs Make a Right? Cost Recovery, Externalities, and Efficiency, *American Economic Journal: Economic Policy*, 14, 2022, S. 80–110.

¹⁰⁷ Gong, C. u. a., Evaluating the influence of increasing block tariffs in residential gas sector using agent-based computational economics, *Energy Policy*, 92, 2016, S. 334–347; Lin, B./Jiang, Z., Designation and influence of household increasing block electricity tariffs in China, *Energy Policy*, 42, 2012, S. 164–173.

Abbildung 2.14: Beispiel eines mehrstufigen Tarifs mit drei Stufen**Dreistufiger Tarif**

Quelle: eigene Darstellung.

2.3.2 Nicht-lineare Tarife als Verstärkung der Gaspreisbremse?

138. Die Begründung für eine Subventionierung des Basisbedarfs an Gas für Haushalte ergibt sich aus dem politischen Ziel, dass Wärme als ein zentrales Gut der Daseinsvorsorge allen Haushalten unabhängig von der finanziellen Situation zugänglich sein soll. Die ausbleibenden Gaslieferungen aus Russland seit Sommer 2022 und die daraus resultierenden enormen Preissteigerungen gefährden dieses Ziel. Die stark gestiegenen Energiepreise senken die Kaufkraft der privaten Haushalte und bergen ohne politische Eingriffe das Risiko sozialer Verwerfungen. Gaspreise auf der Haushaltsebene sind in Deutschland in der Regel zweigeteilt: Neben einem fixen monatlichen Grundpreis wird für jede verbrauchte kWh ein Arbeitspreis erhoben. Der Arbeitspreis ist dabei je kWh konstant. Die Einführung von Tarifstufen würde den Preis im Bereich des geringen Verbrauchs senken und auf den nachfolgenden Stufen entsprechend erhöhen.

2.3.2.1 Verteilungswirkungen

139. Ein häufig angeführtes Argument für nichtlineare Tarife ist verteilungspolitischer Natur. Haushalte mit geringerem Einkommen werden durch hohe Energiepreise besonders stark belastet, da sie einen höheren Anteil ihres Haushaltsbudgets für Energie aufwenden als obere Einkommensgruppen.¹⁰⁸ Sofern einkommensschwächere Haushalte im Durchschnitt weniger

¹⁰⁸ Bach, S. u. a., Verkehrs- und Wärmewende: CO₂-Bepreisung stärken, Klimageld einführen, Anpassungskosten verringern, DIW- Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, DIW Wochenbericht, 2023.

Energie verbrauchen als einkommensstärkere Haushalte, würde ein abgestufter Tarif einkommensstarke Verbraucherinnen und Verbraucher stärker belasten und somit eine progressive Verteilungswirkung entfalten.¹⁰⁹ Die empirische Evidenz für dieses Argument ist jedoch eher schwach ausgeprägt.

140. Die Stärke der Korrelation zwischen Haushaltseinkommen und Energieverbrauch ist dabei von entscheidender Bedeutung: Eine stärkere Bepreisung von Großverbrauchern hat nur dann die gewünschten Verteilungseffekte, wenn ein höheres Haushaltseinkommen auch mit einem größeren Energieverbrauch korreliert ist. Diese Korrelation ist jedoch nur schwach ausgeprägt. Empirisch lässt sich zeigen, dass die Ausgaben für Energie von einer Vielzahl verschiedener Faktoren wie z. B. der Anzahl und dem Alter der Personen im Haushalt, der Wohnfläche sowie der beruflichen Situation abhängen.¹¹⁰

141. Insbesondere beim Gasverbrauch ist die Signalwirkung von Preisen stark eingeschränkt. Grund dafür ist die durch den im Gasmarkt üblichen Abrechnungs- und Zahlungsmechanismus im Vergleich zu anderen Gütern fehlende unmittelbare Feedbackfunktion der Preise. Bei vielen Gütern und Dienstleistungen des täglichen Bedarfs sind Grenzpreise unmittelbar beim Kauf ersichtlich. Bei Gas erfolgt jedoch die Zahlung meist stark verzögert im Rahmen einer Jahresrechnung. Die monatlichen Abschläge suggerieren eine konstante Belastung, die jedoch in der Realität mit den wahren Verbräuchen nicht übereinstimmen muss. Die verstärkte Nutzung von Smart Metern könnte die Feedbackwirkung verstärken.

142. Zur genaueren Untersuchung der distributiven Auswirkungen eines solchen Tarifs wurden Analysen auf Basis der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) erstellt.¹¹¹ Damit soll unter anderem ermittelt werden, wie stark Einkommen und Gasverbrauch bei privaten Haushalten korreliert sind. Die Daten der EVS umfassen das Jahr 2018 und enthalten detaillierte Angaben zur Lebens- und Wohnsituation der befragten Haushalte.

¹⁰⁹ Dullien/Weber, Mit einem Gaspreisdeckel die Inflation bremsen, a. a. O., vgl. Fn. 102.

¹¹⁰ Schmitz, H./Madlener, R., Heterogeneity in price responsiveness for residential space heating in Germany, *Empirical Economics*, 59, 2020, S. 2255–2281.

¹¹¹ Forschungsdatenzentren Der Statistischen Ämter Des Bundes Und Der Länder, Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018- Grundfile 3 (AAGSHB), SUF, Version 2, RDC of the Federal Statistical Office and the statistical offices of the Länder (RDC), 2018, <https://www.forschungsdatenzentrum.de/de/10-21242-63211-2018-00-04-3-1-2>.

Tabelle 2.3: Korrelation zwischen ausgewählten Merkmalen

	Personenzahl	Gebäudealter	Wohnfläche	Ausgaben für Gas	Haushaltseinkommen
Personenzahl	1.00				
Gebäudealter	0.17***	1.00			
Wohnfläche	0.49***	0.17***	1.00		
Ausgaben für Gas	0.05***	-0.08***	0.12***	1.00	
Haushaltseinkommen	0.09***	0.14***	0.35***	0.10***	1.00

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der EVS.

143. Tabelle 2.3 zeigt die Korrelationskoeffizienten zwischen verschiedenen Variablen. Erkennbar ist, dass ein höheres Haushaltseinkommen mit höheren Ausgaben für Gas korreliert ist. Jedoch gibt es auch eine Reihe weiterer Faktoren wie z. B. die Wohnfläche und die Anzahl der Personen im Haushalt, die mit dem Energieverbrauch und auch miteinander korreliert sind. Ein Zusammenhang zwischen Einkommen und Verbrauch ist somit zwar prinzipiell erkennbar. Jedoch ist dieser Effekt im Vergleich zu anderen Merkmalen relativ schwach ausgeprägt. Der Gasverbrauch bei Haushalten erweist sich als enorm heterogen. Daher gäbe es bei einem Blocktarif zahlreiche zufällige Gewinner und Verlierer. Weiterhin zeigen die Berechnungen auf Basis der EVS-Daten, dass ein Blocktarif voraussichtlich nur sehr bedingt die gewünschten Verteilungseffekte erzielen könnte.

2.3.2.2 Allokative Auswirkungen

144. Ein weiteres Argument für die flächendeckende Einführung nichtlinearer Tarife ist der erhöhte Anreiz zur Einsparung, insbesondere für Großverbraucher. Dies ist jedoch empirisch zumindest zweifelhaft. Der erhöhte Anreiz zur Einsparung durch höhere Grenzpreise im oberen Verbrauchssegment wird durch den höheren Anreiz zum Mehrverbrauch im unteren Verbrauchsbereich kompensiert. Zudem ist vielen Haushalten nicht immer bekannt, in welchem Bereich des Verbrauchs sie sich gerade befinden, so dass für die Verbrauchsentscheidung der Durchschnittspreis und nicht der Grenzpreis herangezogen wird.¹¹²

145. Eine weitere diskutierte Option ist die Zuteilung des Basisbedarfs nach der Anzahl der Personen im Haushalt. In der Praxis ist das schwierig, da zum einen diese Information den Gasversorgern in der Regel nicht vorliegt. Es müssten also deutlich mehr Daten als bisher erhoben werden, was datenschutzrechtliche und technische Fragen aufwirft. Weiterhin besteht die Gefahr, dass eine solche Zuteilung wenig zielgenau wäre und für viele Haushalte gemessen am bisherigen Verbrauch entweder zu einer Unter- oder Überzuteilung an subventioniertem Gas führen würde. Eine Unterzuteilung würde dabei die finanzielle Belastung kaum abmildern; eine

¹¹² Ito, K., Do Consumers Respond to Marginal or Average Price? Evidence from Nonlinear Electricity Pricing, *American Economic Review*, 104, 2014, S. 537–563.

Überzuteilung würde den Anreiz zum Energiesparen verringern oder sogar ganz ausschalten. Die entsprechend zugeteilten Mengen müssten politisch festgesetzt werden.¹¹³ Basierend auf EVS-Daten lässt sich jedoch eine Abschätzung über die Dimensionen treffen. Eine Regression des durchschnittlichen Gasverbrauchs in Abhängigkeit von der Haushaltsgröße ergibt einen Verbrauch von 14.879 kWh für einen 1-Personen-Haushalt, mit 1.951 kWh zusätzlich für jede weitere Person im Haushalt. Die entsprechenden Zuteilungsmengen sind in Tabelle 2.4 abgebildet, wobei eine Zuteilung von 80 % des jeweiligen Durchschnittsverbrauchs angenommen wird.

Tabelle 2.4: zugeteilte Menge nach Haushaltsgröße

Anzahl Personen im Haushalt	Subventionierter Verbrauch, in kWh pro Jahr
1	11.903
2	13.464
3	15.025
4	16.586
5	18.147
6	19.708

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der EVS.

146. Aufgrund der Heterogenität des Gasverbrauchs bei privaten Haushalten würde eine Zuteilung des Basiskontingents nach Personenzahl für viele Haushalte zu einer Über- oder Unterzuteilung führen. Dazu lassen sich die in Tabelle 2.4 ermittelten hypothetischen Zuteilungsmengen mit den tatsächlichen Verbräuchen auf Basis der EVS-Daten vergleichen. Im Idealfall würde die Zuteilung der Verbrauchsmenge für alle Haushalte bei etwa 80 % der tatsächlichen Verbrauchsmenge liegen. Ist die zugeteilte Menge höher als der tatsächliche Verbrauch¹¹⁴, entsteht kein Anreiz für Einsparungen. Liegt die zugeteilte Menge dagegen deutlich unter dem tatsächlichen Verbrauch, ist die Entlastungswirkung gering, da für einen großen Anteil des tatsächlichen Verbrauchs weiterhin der Marktpreis gezahlt werden muss. Tabelle 2.5 zeigt, welcher Anteil der Haushalte in den jeweiligen Einkommensquartilen eine unzureichende Zuteilung (weniger als 50 % des tatsächlichen Verbrauchs), eine ausreichende Zuteilung mit Einsparanreizen (50-80 %), eine Zuteilung mit eingeschränkten Sparanreizen (80-100 %) und eine Zuteilung ohne Sparanreize (> 100 %) erhalten würde.¹¹⁵ Die Tabelle zeigt, wie wenig zielgenau ein solcher Mechanismus wäre: Nur etwa jeder sechste Haushalt würde eine anreizkompatible Zuteilung erhalten. Für 59,9 % der Haushalte läge die Zuteilung bei über 100 % des Verbrauchs und würde somit keine Sparanreize setzen. Die Über- und Unterzuteilung ist nur bedingt vom

¹¹³ Bayer, C./Kuhn, M., Überkompensation? Fixe Gasmengen pro Kopf sind nicht zielgenau, 2022.

¹¹⁴ In Tabelle 2.5 ist diese Situation in der Spalte „> 100 %“ zu sehen.

¹¹⁵ Bayer/Kuhn, Überkompensation? Fixe Gasmengen pro Kopf sind nicht zielgenau, a. a. O., vgl. Fn. 113.

Einkommen abhängig, sondern entsteht quer durch die Einkommensschichten. Zwar ist eine progressive Wirkung erkennbar, da einkommensstarke Haushalte deutlich häufiger unter- und seltener übertersorgt wären als einkommensschwächere Haushalte. Dennoch wäre die Zielgenauigkeit einer solchen Zuteilung insgesamt gering.

Tabelle 2.5: Zuteilungsniveaus in Abhängigkeit vom Einkommen

Zuteilung relativ zum Bedarf					
Einkommen	< 50 %	50-80 %	80-100 %	> 100 %	Gesamt
Unterste 25 %	2,3%	11,8 %	14,0 %	71,9 %	100,0 %
25-50 %	4,3 %	18,6 %	17,0 %	60,1 %	100,0 %
50-75 %	5,3 %	20,3 %	18,0 %	56,4 %	100,0 %
Oberste 25 %	7,1 %	24,1 %	17,5 %	51,3 %	100,0 %
Gesamt	4,7 %	18,7 %	16,6 %	59,9 %	100,0 %

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der EVS.

2.3.2.3 Weitere Aspekte

147. Insbesondere für Bewohnerinnen und Bewohner von Mietwohnungen oder -häusern ergeben sich nur sehr geringe Ausweichmöglichkeiten, was die Heizungstechnologie betrifft. In der Regel sind diese Haushalte vollständig von der Entscheidung des Vermieters oder der Vermieterin abhängig und können ihre Heizungstechnologie nicht frei wählen.

148. Zur konkreten Umsetzung von Blockpreisen müssten verschiedene administrative und politische Hindernisse aus dem Weg geräumt werden. Eine ausgewogene Regelung, die auf verschiedene Lebensumstände und Einkommensniveaus Rücksicht nimmt, müsste genau ausdifferenziert werden und wäre entsprechend kompliziert. Die Erhebung der dafür erforderlichen Daten wäre komplex. Eine pauschale Regelung ohne Rücksicht auf verschiedene Haushaltsmerkmale hätte dagegen unerwünschte allokativen und distributiven Auswirkungen, wie die vorherigen Ausführungen zeigen.

149. Auch aus Wettbewerbssicht sind ansteigende Blockpreise fragwürdig. Ein funktionierender Wettbewerb basiert darauf, dass Kundinnen und Kunden ihren Versorger wechseln können und wollen. Dieser Anbieterwechsel lohnt sich umso mehr, je höher die möglichen Einsparungen durch den Wechsel sind (vgl. Kapitel 2.2). Eine Deckelung des Gaspreises für einen Teil des Verbrauchs würde diese Unterschiede je nach individuellem Haushaltsverbrauch entweder vollständig ausschalten oder zumindest verringern.

2.3.3 Handlungsempfehlungen für die Politik

150. Steigende Blockpreise sind als dauerhafte Maßnahme nur unzureichend geeignet, Umverteilungsziele zu erreichen. Für diese Zwecke sind andere Maßnahmen zu präferieren, z. B. zielgerichtete Transfers. Blockpreise sind ein sehr indirektes und damit auch ungenaues Mittel

zur Umverteilung. Ein festgelegter Einheitspreis für einen Basisbedarf verringert zudem den Wettbewerb zwischen den Anbietern. Bei einem festgesetzten Preis für den Basisbedarf entfällt für die Gasversorger die Möglichkeit, durch besonders günstige Preise Marktanteile zu gewinnen. Gleichzeitig verringert sich der Anreiz für Haushalte, den Versorger zu wechseln, da die Preise für den Basisbedarf bei allen Versorgern gleich sind und daher durch einen Anbieterwechsel keine Einsparungen zu erwarten sind. Somit ist ein solcher einheitlich bepreister Basisbedarf auch im Hinblick auf einen funktionierenden Wettbewerb kritisch zu sehen.

151. Eingriffe in das Preissystem führen dazu, dass die Marktpreise nicht mehr die realen Bereitstellungskosten für Gas abbilden. Dies führt zu Fehlanreizen und kann je nach Tarifstufe zu Über- oder Unterkonsum von Gas führen. Zudem ergibt sich eine Vielzahl von konkreten Umsetzungsfragen, insbesondere für Haushalte in Mietwohnungen, da die Gasversorger in der Regel nicht wissen, wie viele einzelne Haushalte von einem Anschlusspunkt versorgt werden. Eine distributiv zielgenaue Gestaltung von Blockpreisen wäre in der Umsetzung sehr komplex und würde eine genauere Differenzierung erfordern, mindestens etwa eine Zuteilung der Kontingente nach Anzahl der Personen im Haushalt. Jedoch wäre auch eine Differenzierung nach Personenzahl im Haushalt administrativ aufwändig und hätte gleichzeitig nur begrenzte distributive Wirkung, wie Tabelle 2.5 zeigt.

152. Die Monopolkommission empfiehlt, die Eingriffe in das Preissystem nach dem geplanten Auslaufen der Gaspreisbremse im Dezember 2023 zu beenden. Als sozialpolitische Maßnahmen sind stattdessen direkte Transfers für bedürftige Haushalte vorzuziehen. Diese können zielgenau gestaltet werden und würden zudem nicht zu Fehlanreizen führen.¹¹⁶ Dazu müsste jedoch zunächst die nötige digitale Infrastruktur aufgebaut werden. Der Datenaustausch zwischen verschiedenen Behörden muss verstärkt und die Voraussetzungen für die zügige Abwicklung von Transfers geschaffen werden. Dann wären zielgerichtete Transfers an einzelne Gruppen möglich. Zur Erweiterung des politischen Handlungsspielraums auch in möglichen zukünftigen Krisen empfiehlt die Monopolkommission den schnellen Ausbau dieser Strukturen. Wenn insbesondere einkommensschwächere Haushalte entlastet werden sollen, könnte z. B. der monatliche Grundpreis für Gas für diese Gruppe erstattet werden.¹¹⁷ Insbesondere für Geringverbraucher macht der monatlich fixe Grundpreis einen substanziellen Teil der Energiekosten aus. Hier könnte somit nach Einkommen differenziert eine spürbare Entlastung erreicht werden. Beispielsweise sieht ein neuer Gesetzesentwurf in Kalifornien eine Abkehr vom bisher dort verwendeten Block Pricing-System und die Einführung eines Tarifsystems aus Grund- und Arbeitspreisen vor. Dabei sollen die Grundpreise nach Einkommen gestaffelt werden, um einkommensschwächere Haushalte zu entlasten.¹¹⁸ Eine Erstattung des Grundpreises ließe sich auch progressiv gestalten, indem für bestimmte Einkommen eine teilweise Erstattung gewährt wird. Außerdem wäre eine solche Entlastung anreizkompatibel, da der Arbeitspreis und somit der

¹¹⁶ Monopolkommission, Strommärkte weiterentwickeln, Preisbremse wettbewerbskonform ausgestalten, Policy Brief 9, Bonn, 2022.

¹¹⁷ Borenstein, S., Reinventing Fixed Charges, Energy Institute Blog, 16. November 2020, <https://energythaas.wordpress.com/2020/11/16/reinventing-fixed-charges/>.

¹¹⁸ Echeverria, D., Californians' electricity bills could see huge change if PG&E proposal goes through, San Francisco Chronicle, 13. März 2023. Der Gesetzesentwurf sieht dabei mindestens drei Stufen an Grundpreisen vor.

Grenzpreis des Verbrauchs nicht verändert würde. Der Erfassungs- und Informationsaufwand für die Energieversorger wäre zudem gering, da die Erstattung über die Steuererklärung der Haushalte stattfinden könnte.

Kapitel 3

Strommarktdesign und Versorgungssicherheit

3.1 Wettbewerb und Klimaneutralität für ein nachhaltiges Strommarktdesign

153. Die Energiemärkte sind für den europäischen Binnenmarkt von hoher Bedeutung. Sie sind einerseits eine wesentliche Grundlage für Wohlstand und Wettbewerbsfähigkeit und andererseits der zentrale Ansatzpunkt, um den vielfältigen Risiken des Klimawandels zu begegnen. Seit der Liberalisierung der europäischen Energiemärkte in den 1990er und 2000er Jahren wird das Marktdesign stetig so verbessert, dass die zahlreichen Anforderungen an die Märkte für Energie effizient erfüllt werden können. Zu diesen Anforderungen gehören Bezahlbarkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit.¹¹⁹ Die aktuelle Debatte betrifft neben dem bereits in Kapitel 2 dieses Gutachtens untersuchten Gassektor auch Änderungen des Marktdesigns der liberalisierten Stromhandelsmärkte.

154. Das derzeitige System, das auf einem Zusammenspiel komplexer wettbewerblicher und regulatorischer Elemente beruht, ist in seiner detaillierten Ausgestaltung immer wieder hinterfragt worden. Die Monopolkommission hat in ihren gesetzlichen Sektorgutachten nach dem Energiewirtschaftsgesetz bereits mehrfach – z. B. in den Themenfeldern Begrenzung von Marktmacht im Stromgroßhandel, möglichst effizienter Ausbau der erneuerbaren Energien sowie Sicherung der Versorgung durch ein staatliches Versorgungssicherheitselement – Probleme identifiziert und Empfehlungen für eine Lösung ausgesprochen. Auch wenn die eingangs genannten Ziele Bezahlbarkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit im Grundsatz unverändert Bestand haben, haben sich Fokus und Gewichtung dieser Ziele in den letzten Jahren verändert. Dabei waren drei zentrale politische Entwicklungen mit Bezug auf das Marktdesign im Stromsektor prägend.

155. Erstens gab die durch den russischen Angriffskrieg in der Ukraine im Jahr 2022 ausgelöste Energiekrise Anlass, das bestehende Marktdesign in der Stromversorgung zu überprüfen. Durch die Reduzierung und später vollständige Einstellung der russischen Gaslieferungen stieg im vergangenen Jahr der Erdgaspreis vor allem in Europa um ein Vielfaches und löste damit eine Kettenreaktion von Preisreaktionen und staatlichen Eingriffen auch auf den Strommärkten aus. In den Strommärkten kam es zu einer Verteuerung der Stromerzeugung aus Erdgas. Die Notwendigkeit, zur Deckung der Nachfrage gelegentlich auch Strom aus Gas zu erzeugen, hat zu Ausschlägen des allgemeinen Großhandelspreises für Strom geführt.¹²⁰ Diese außergewöhnlichen Preissteigerungen hatten in den EU-Mitgliedstaaten Markteingriffe unterschiedlicher Art zur Folge. In Deutschland ist der wichtigste Eingriff die so genannte „Strompreisbremse“, die eine

¹¹⁹ Z. B.: Egenhofer, Christian. 2007. "Integrating Security of Supply, Market Liberalisation and Climate Change." M. Emerson, Readings in European Security 4: 79–96.

¹²⁰ Monopolkommission, Strommärkte weiterentwickeln, Preisbremse wettbewerbskonform ausgestalten, Policy Brief, Ausgabe 10, Oktober 2022.

faktische Subventionierung des Haushaltsstrompreises ab einem bestimmten Preisniveau beinhaltet.¹²¹ Hierbei wurde die Ausgestaltung der Subvention so gewählt, dass Einsparanreize erhalten bleiben. Die so geschaffene Strompreissenkung wird durch ein System der Erlösabschöpfung gegenüber den einzelnen Erzeugern flankiert. Dadurch werden ungewöhnlich hohe Deckungsbeiträge von anderen Technologien als der Gasverstromung teilweise zur Finanzierung der Strompreisbremse genutzt. Die preislichen Verwerfungen im Jahr 2022 sind auch in die im März 2023 veröffentlichten Überlegungen der EU-Kommission eingegangen, das Strommarktdesign in Europa zu überarbeiten.¹²² In den Vorstellungen der EU-Kommission spielen vor allem langfristige Preisbindungen zwischen Vertrieben und Endkundinnen und -kunden, mehr Verbraucherschutz, Anpassungen des Schutzes vor Marktmanipulation im Rahmen der Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts¹²³ sowie langfristig angelegte Strombezugsverträge zwischen erneuerbaren Stromerzeugern und großen Stromnachfragern (Power Purchase Agreements, PPA)¹²⁴ eine zentrale Rolle.

156. Zweitens erfordert die Einhaltung der Klimaschutzziele eine deutliche Beschleunigung des Ausbaus der erneuerbaren Energien. Außerdem müssen Vorbereitungen für den Übergang zu einer vollständig klimaneutralen Stromerzeugung getroffen werden. Dazu ist ein umfangreiches Programm notwendig, das auch Änderungen des Strommarktdesigns erfordert. Die Europäische Union hat hierzu bereits im Jahr 2021 das sog. „Fit for 55“-Paket vorgelegt, wonach unter anderem der Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergiemix bis 2030 auf 40 Prozent steigen soll.¹²⁵ Auf nationaler Ebene hat die Bundesregierung in diesem Jahr unter anderem die im Koalitionsvertrag verankerte Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) ins Leben gerufen. Themen sind dabei die Sicherstellung der Finanzierung erneuerbarer Energien (Fördersystem), der Ausbau und die Integration von Flexibilitätsoptionen (Nachfragereaktion), die Finanzierung steuerbarer Kapazitäten zur Deckung von Residuallast, d. h. des Kapazitätsbedarfs nach Abzug flexibler Einspeisung (Versorgungssicherheit) und die Möglichkeiten zur Schaffung regionaler und lokaler Preissignale.

157. Schließlich und drittens ist der Energiesektor auch ein mögliches Ziel industriepolitischer Interventionen, da er die nationale bzw. europäische Wettbewerbsfähigkeit beeinflussen kann.

¹²¹ Strompreisbremsegesetz vom 20. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2512). Das Gesetz ist eine Umsetzung der europäischen Verordnung (EU) 2022/1854 des Rates vom 6. Oktober 2022 über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise.

¹²² European Commission, Vorschlag für eine Verordnung zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/943 und (EU) 2019/942 sowie der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 zur Verbesserung der Gestaltung der Elektrizitätsmärkte in der EU, COM(2023) 148 final, 14.3.2023; European Commission, Vorschlag für eine zur Änderung der Verordnungen (EU) Nr. 1227/2011 und (EU) 2019/942 für einen besseren Schutz der Union vor Marktmanipulation auf dem Energiegroßhandelsmarkt, COM(2023) 147 final, 14.3.2023.

¹²³ Die Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts.

¹²⁴ Bei PPAs handelt es sich um langfristige Vereinbarungen zwischen Anbietern und Nachfragern, bei denen Strom zu einem fest vereinbarten Preis geliefert bzw. abgenommen wird.

¹²⁵ Europäische Kommission (2021). Fit for 55: Der EU-Plan für den grünen Wandel. Abgerufen am 17. Juli 2023 von https://ec.europa.eu/info/publications/fit-55-eu-plan-green-transition_de

Hintergrund ist, dass die europäischen und insbesondere die deutschen Strompreise im internationalen Vergleich relativ hoch sind. Die für den Ausbau der erneuerbaren Energien zunächst notwendigen Finanzierungsmittel, etwa beim Netzausbau, könnten zu einem weiteren Anstieg der Strompreise führen. Dies könnte die Wettbewerbsfähigkeit insbesondere energieintensiver industrieller Produktionsprozesse verringern. Ein weiteres Thema in diesem Bereich ist, dass die europäische Wettbewerbsposition auch durch Entwicklungen in Drittstaaten, z. B. durch die im amerikanischen „Inflation Reduction Act“¹²⁶ vorgesehenen nationalen Industriesubventionsprogramme, gefährdet werden könnte. In Deutschland wird in diesem Zusammenhang die Schaffung subventionierter EE-Stromprodukte (Industriestrompreis) erwogen.

158. Deutlich erkennbar ist, dass es im Energiesektor nicht an Anpassungs- und Veränderungsvorschlägen von politischer Seite und von Seiten der Fachöffentlichkeit mangelt. Hierbei lassen sich ordnungspolitische rahmengebende Vorschläge, die den Markt und Wettbewerb gestalten, von solchen abgrenzen, die Marktergebnisse direkt steuern. In den vergangenen Monaten sind, bedingt durch die steigenden Energiepreise und ihre Folgen, zahlreiche direkte Eingriffe diskutiert und teilweise beschlossen worden. Hierzu gehören die Strompreisbremse, aber auch die erfolgten und geplanten Verstaatlichungen von Unternehmen im Energiesektor sowie die Subventionierung von Industriestrom. Wettbewerbspolitische Aspekte spielen bei diesen Maßnahmen bisher eine nachrangige Rolle. Im Vordergrund stehen vielmehr Ziele in Zusammenhang mit der Preisbildung und der Technologieförderung.

159. Die Monopolkommission wird die hier getroffenen Einzelmaßnahmen nicht im Detail bewerten. Sie empfiehlt jedoch ausdrücklich, eine Energiepolitik im Krisenmodus nicht zum Normalfall werden zu lassen. Vielmehr sollte sich die Energiepolitik künftig wieder auf die langfristigen Herausforderungen konzentrieren. Es sollte Ziel der Politik sein, einen stabilen marktwirtschaftlichen Ordnungsrahmen zu schaffen, der den klimapolitisch notwendigen Umbau der Energieerzeugung primär durch wettbewerbliche Mechanismen angemessen steuert. Die Monopolkommission schließt sich insoweit dem Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung an, der jüngst empfohlen hat, nicht in einen dauerhaften Subventionswettbewerb – etwa durch ein Subventionssystem für Industriestrom – einzutreten.¹²⁷ Bei der Weiterentwicklung der Märkte im Stromsektor wird es vielmehr darauf ankommen Wege zu finden, durch die die politischen Ziele, insbesondere die des Klimaschutzes, im Wettbewerb der Akteure und ohne direkte staatliche Eingriffe erreicht werden können. Funktionierende wettbewerbliche Mechanismen sind ein Garant für die zukünftige Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft. Vor diesem Hintergrund begrüßt die Monopolkommission den von der Bundesregierung mit der PKNS verfolgten Ansatz, geeignete Voraussetzungen für ein dekarbonisiertes Stromsystem der Zukunft zu evaluieren und umzusetzen. Ein besonders zeitkritischer Aspekt ist dabei die Schaffung eines wettbewerblichen Systems für Versorgungssicherheit, auf das im Folgenden näher eingegangen wird.

¹²⁶ U.S. Congress (2022), Inflation Reduction Act of 2022, H.R.5376, 16. August 2022.

¹²⁷ Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, Der Inflation Reduction Act: Ist die neue US-Industriepolitik eine Gefahr für Europa, Policy Brief 1/2023.¹²⁸ Mit der Regelenergie hat sich die Monopolkommission bereits in ihrem Gutachten Monopolkommission, 7. Sektorgutachten Energie (2019), Wettbewerb mit neuer Energie, Baden-Baden 2019, Tz. 76 ff. befasst.

3.2 Weichenstellung für Versorgungssicherheit im karbonfreien Strommarktdesign

160. Das gegenwärtige Marktdesign der europäischen Strommärkte stammt in zentralen Punkten aus der Zeit der Liberalisierung in den 1990er Jahren und wurde seither fortwährend weiterentwickelt. Die Marktmechanismen, die heute zur Anwendung kommen, sind daher umfassend erprobt. Es hat sich gezeigt, dass die liberalisierten Energiemärkte in der Lage sind, effizient und sicher Elektrizität bereitzustellen. Die meisten Strommärkte in Europa zeichneten sich lange Zeit dadurch aus, dass diese als sog. Energy-Only-Märkte organisiert waren. Damit wird verdeutlicht, dass der Strom das einzige gehandelte Produkt ist. Nachfolgend werden die Märkte für Strom als Stromarbeitsmärkte bezeichnet. Sogenannte Leistungsmärkte, auf denen die bloße Bereitstellung einer Anlage – z. B. eines Kraftwerks – gehandelt wird, gab es ursprünglich nur in bestimmten Segmenten. In Deutschland betrifft dies bis heute vor allem die Märkte für Regelleistung.¹²⁸

161. Für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit ist es notwendig, dass hinreichend und rechtzeitig der Zubau von Stromerzeugungskapazität von Investoren geplant und umgesetzt wird. Die Investitionen in Kapazitäten zur Stromerzeugung oder -speicherung müssen meist Jahre im Voraus erfolgen, um die Versorgung mit Strom sicherzustellen. Sie müssen sich in Deutschland derzeit im Wesentlichen aus den auf dem Stromarbeitsmarkt in Zukunft erzielbaren Erlösen refinanzieren. Die Investition in ein Kraftwerk amortisiert sich entsprechend erst nach mehreren Jahren.¹²⁹ Die Verlässlichkeit des Preismechanismus ist zur Erzielung der Erlöse am Stromarbeitsmarkt und für die Refinanzierung von Investitionskosten essenziell. Dies ist gerade vor dem Hintergrund der anstehenden Umbrüche im deutschen und europäischen Strommarkt von hoher Bedeutung. Denn durch die Umstellung zentraler energetischer Prozesse, z. B. in der Wärmerzeugung und im Verkehr, auf Strom als Energieträger sowie durch das von der Bundesregierung gesetzte Ziel, zur Erfüllung der Klimaschutzverpflichtungen einen Anteil von 80 Prozent erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in 2030 zu erreichen, ist zukünftig eine erhebliche Anpassung der Stromerzeugungskapazitäten zu erwarten. Die Monopolkommission schätzt die damit in Deutschland gesetzten Ziele aufgrund der erheblichen notwendigen Anstrengungen als außergewöhnlich ambitioniert ein. Unter den zahlreichen relevanten Fragen, die sich vor diesem Hintergrund für die Gestaltung eines künftigen Strommarktdesigns stellen, sieht die Monopolkommission in der Frage der Versorgungssicherheit und deren möglichst effizienten Sicherstellung derzeit besonders dringenden Handlungsbedarf.

3.2.1 Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit sind Investitionsanreize auf Stromarbeitsmärkten essenziell

162. Die Frage, ob an einem Energy-Only-Markt – d. h. einem reinen Stromarbeitsmarkt – hinreichende Investitionsanreize entstehen, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist nicht

¹²⁸ Mit der Regelenenergie hat sich die Monopolkommission bereits in ihrem Gutachten Monopolkommission, 7. Sektorgutachten Energie (2019), Wettbewerb mit neuer Energie, Baden-Baden 2019, Tz. 76 ff. befasst.

¹²⁹ Grundsätzlich ist es möglich, den Zeitraum bis Erträge anfallen zu verkürzen, indem der zukünftig erzeugte Strom bereits Jahre im Voraus auf Termin veräußert wird. Bei konventionellen Kraftwerken ist dies allerdings ggf. mit dem Risiko verbunden, dass die späteren Brennstoffkosten nicht bekannt sind.

neu. Die Diskussion begann in den 2000er Jahren in den Vereinigten Staaten und ist später in Deutschland auch von der Monopolkommission in mehreren Sektorgutachten aufgegriffen worden.¹³⁰ Grundsätzlich ist die Finanzierung von Kapazität zur Stromerzeugung oder Stromspeicherung über die Erträge des Verkaufs am Stromarbeitsmarkt möglich. Investoren werden solange Kapazität aufbauen, wie sie hinreichende Erträge aus dem Verkauf von Strom erwarten.

163. Die Sorge, dass womöglich dennoch nicht hinreichend in Kapazität und damit Versorgungssicherheit investiert würde, bestand und besteht aufgrund einiger spezifischer Eigenschaften der Stromarbeitsmärkte, die ein Marktversagen auslösen könnten. Eine Besonderheit ist, dass zahlreiche Nachfrager nach Strom Verträge abschließen, in denen der Preis unabhängig vom Verbrauchszeitpunkt festgelegt wird. Ist Strom also in bestimmten Momenten knapp, dann steigt zwar der Großhandelspreis als Knappheitsindikator an, aber die Nachfrage reagiert aufgrund der teilweise vertraglich fixierten Preise nur begrenzt durch Verbrauchsrückgänge. Ökonomen sprechen von einer kurzfristig inelastischen Nachfrage nach Strom.¹³¹ Dies hat zur Folge, dass unzureichende Kapazität in der Stromerzeugung bisher nur bedingt durch eine Reaktion der Nachfrager aufgefangen werden kann.¹³² Im Fall eines Versorgungsengpasses kann es zu einer Preisspitze am Stromarbeitsmarkt, zu einer Reduzierung der Netzspannung oder gezieltem Lastabwurf (Brownout) oder zu einem tatsächlichen Stromausfall in einem Netzgebiet (Blackout) kommen. Sowohl durch eine Preisspitze, als auch durch einen Brownout oder Blackout entstehen Schäden für alle betroffenen Nachfrager. Die Tatsache, dass die Schäden bei unzureichendem Kapazitätszubau nicht nur jene Nachfrager betreffen, die nicht hinreichend in ihre individuelle Versorgungssicherheit investiert haben, sondern vergemeinschaftet werden, hat zur Folge, dass geringe oder keine Anreize bestehen, in Versorgungssicherheit zu investieren. Es besteht vielmehr der Anreiz, die eigene Zahlungsbereitschaft für die Vermeidung eines Stromausfalls auch gegenüber dem staatlichen Regulierer nicht preiszugeben, um eigene Zahlungen zu vermeiden und von Zahlungen anderer zu profitieren. Aufgrund dieser Externalität kann weder der individuelle noch der gesamtgesellschaftliche Wert für Versorgungssicherheit, auch bekannt unter dem Begriff „Value of Lost Load“ (VoLL), bestimmt werden.

¹³⁰ Zuletzt ausführlicher in Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie (2017), Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden, Baden-Baden 2017, Tz. 42 ff.

¹³¹ Wie hoch die Echtzeit-Reaktionsfähigkeit der Nachfrage ist, ist umstritten. Traditionell wird beim Stromverbrauch eine geringe kurzfristige Nachfrageelastizität angenommen. Ökonometrische Schätzungen der sehr kurzfristigen Nachfragerreaktion auf Preisänderungen sind aufgrund zahlreicher methodischer Probleme, insbesondere einer hohen Autokorrelation, starker Unsicherheit unterworfen. In einer jüngeren Analyse des Zeitraums 2015-2019, die bisher nur als Preprint vorliegt, wird für den deutschen Markt eine vergleichsweise starke lineare Reaktion der Nachfrage geschätzt, die danach bei einem Preisanstieg von 26 Euro um 2,6 % zurückgeht (2GW). Hirth, L., Khanna, T., Ruhnau, O., The (very) short-term price elasticity of German electricity demand, ZBW- Leibniz Information Centre for Economics, Kiel, Hamburg 2022.

¹³² In Zukunft könnte digitale Innovationen wie z. B. Smart Meters dazu führen, dass die Nachfrage auch kurzfristig elastischer als bisher reagiert, wenn Tarife so gestaltet werden, dass Abnehmer Stromkosten sparen können, wenn sie ihren Verbrauch in Knappheitssituationen drosseln oder einstellen und so zur Vermeidung eines Nachfrageüberhangs beitragen.

164. In theoretischen Arbeiten zum Energiemarkt wird allerdings gezeigt, dass sich ab einer gewissen verbleibenden Nachfrageelastizität trotzdem ein Wettbewerbsgleichgewicht und eine effiziente Kapazitätsvorhaltung einstellen können. Notwendig ist dafür allerdings ein unverzerrter Preismechanismus, z. B. in Zeiten sehr hoher Last. In solchen Zeiten steigen die Preise stark an, gegebenenfalls getrieben durch Nachfrager, die sich gegenseitig um die Nutzung der verbleibenden Angebotsmenge überbieten.¹³³ Hohe Preisspitzen sorgen dafür, dass sich auch selten laufende Spitzenlastkraftwerke refinanzieren können. Ohne solche Preisspitzen scheitert deren Finanzierung. Allerdings wird unter anderem das politische Risiko diskutiert, dass insbesondere langanhaltende hohe Preisspitzen durch Markteingriffe begrenzt werden könnten. Vorstellbar sind sowohl direkte als auch indirekte Eingriffe in die Preisbildung, letztere z. B. durch regulatorische oder kartellrechtliche Eingriffe. Solche impliziten Preisobergrenzen führen dazu, dass der Ertrag auf dem Stromarbeitsmarkt unter dem Ertrag liegt, der zur Finanzierung eines effizienten Kapazitätsniveaus erforderlich wäre. Der dargestellte Zusammenhang einer unzureichenden Finanzierung wird auch als Missing-Money-Problem bezeichnet.

165. Die Diskussion, ob es aus den dargestellten Gründen auch praktisch zu unzureichenden Investitionen in Stromerzeugungskapazität kommt, wurde in Deutschland insbesondere bis zur Veröffentlichung eines Weißbuches des Bundesministeriums für Wirtschaft und Innovation im Jahr 2015 intensiv geführt.¹³⁴ In der damals auch international und speziell in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union ausgetragene Debatte wurde die Einführung sog. Kapazitätsmechanismen erwogen, mit deren Hilfe das Versorgungssicherheitsniveau erhöht werden kann. Im Fokus der damaligen Diskussion stand vor allem, ob eine strategische Kraftwerksreserve vorgehalten werden sollte, die neben dem Stromarbeitsmarkt existiert und eine Art Versicherung für den Fall darstellt, dass aus dem Stromarbeitsmarkt heraus keine hinreichenden Investitionsanreize kommen. Alternativ wurde auch die Einführung eines gesonderten Marktes für Leistung, d. h. eines sog. Kapazitätsmarktes, diskutiert. Zum damaligen Zeitpunkt entschied sich das Bundeswirtschaftsministerium dafür, eine strategische Kraftwerksreserve einzuführen.¹³⁵ Außerdem wurde den Marktteilnehmern versichert, dass keine Eingriffe in die Preisbildung erfolgen werden.¹³⁶ In Abschnitt 3.3 wird auf die Vor- und Nachteile der Kapazitätsmechanismen konkret eingegangen.

3.2.2 Politische und ökologische Ziele sprechen für Bedarf nach Kapazitätsmarkt

166. Die in jüngster Zeit geführte Debatte und die Ereignisse auf dem Energiemarkt machen aus Sicht der Monopolkommission deutlich, dass die Problematik der Versorgungssicherheit

¹³³ Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie (2017), Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden, Baden-Baden 2017, Tz. 62 ff.

¹³⁴ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), Juli 2015, Berlin.

¹³⁵ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), Juli 2015, Berlin.

¹³⁶ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), Juli 2015, Berlin.

wieder stärker in den Fokus gerückt werden muss. Wesentliche Punkte aus der bis 2015 geführten Diskussion haben weiterhin ihre Gültigkeit. So ist nach wie vor unklar, ob zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im deutschen Strommarkt überhaupt ein Kapazitätsmechanismus erforderlich ist und wenn ja, welcher Kapazitätsmechanismus am effizientesten und effektivsten wäre. Allerdings hat sich die Ausgangslage aus mehreren Gründen deutlich verändert.

167. Zunächst ist festzustellen, dass sich die Anforderungen an die zu sichernde Kapazitätsmenge durch die zunehmende Erzeugung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Erzeugungstechnologien – insbesondere Sonne und Wind – verändert haben. Sofern die Ziele der Bundesregierung erreicht werden und im Jahr 2030 durchschnittlich 80 Prozent des Stroms aus regenerativen Anlagen stammen, wird der volatile Anteil der Einspeiseleistung deutlich zunehmen. Der Bedarf, der in Phasen geringer Einspeisung aus Solar- und Windkraftanlagen nicht durch dargebotsabhängige erneuerbare Einspeisung gedeckt werden kann, muss durch flexibel steuerbare Erzeugungsanlagen und Speicher gedeckt werden. Er wird im Folgenden als Residuallast bezeichnet. Bislang erfolgt die Residuallastdeckung noch überwiegend durch steuerbare Kohle- und Gaskraftwerke und damit durch zwei fossile Energieträger, für die es in Deutschland Ausstiegsszenarien gibt.¹³⁷

168. Neben der Erzeugungsseite und den Speichern spielt auch die Nachfrageflexibilität eine zunehmend wichtige Rolle. In Phasen geringer Einspeisung aus Solar- und Windkraftanlagen ist der Strompreis am Spotmarkt sehr hoch. Zahlreiche Verbraucher reagieren derzeit nicht oder nur wenig auf hohe Preise. In Zukunft müssen kurzfristige und langfristige Nachfragereduktion bzw. -verlagerung, das sogenannte Demand Side Management (DSM) bzw. Demand Side Response (DSR), einen stärkeren Beitrag leisten. Voraussetzung sind flexible Stromtarife und die Digitalisierung vor allem des Messwesens (z. B. flächendeckender Einsatz von Smart Metern). Steigt durch die Sektorenkopplung der Anteil der elektrischen Wärmeerzeugung und der Elektroautos am Verbrauch, kann insbesondere deren Fähigkeit zur Nachfrageverschiebung (oder langfristig bei Elektroautos potenziell sogar zur Rückspeisung) genutzt werden. Das Potenzial industrieller DSR kann z. B. durch eine Anpassung der Netzentgelte (z. B. Nutzung von Strom bei negativen Preisen) und Investitionen in flexiblere Produktionsprozesse gehoben werden. Dennoch ist, selbst wenn diese Veränderungen auf den Energiemärkten dazu führen, dass Stromnachfrager zukünftig deutlich flexibler Energie nachfragen, davon auszugehen, dass auch in Zukunft eine gewisse Residuallast bestehen bleiben wird.

169. Um die Residuallast mit kohlenstofffreien Technologien decken zu können, ist voraussichtlich ein erheblicher Zubau an Stromspeichern und flexibel steuerbaren Erzeugungsanlagen erforderlich. Dieser Zubaubedarf wird die Marktteilnehmer stärker als in den vergangenen Jahren herausfordern. Ein typisches Beispiel für eine Residuallast, die auch in Zukunft eine Rolle spielen wird, ist die Deckung der Nachfrage im Winter. Hier kommt es immer wieder zu kürzeren oder längeren Phasen mit einer geringen Einspeisung aus Sonne und Wind (in Kombination

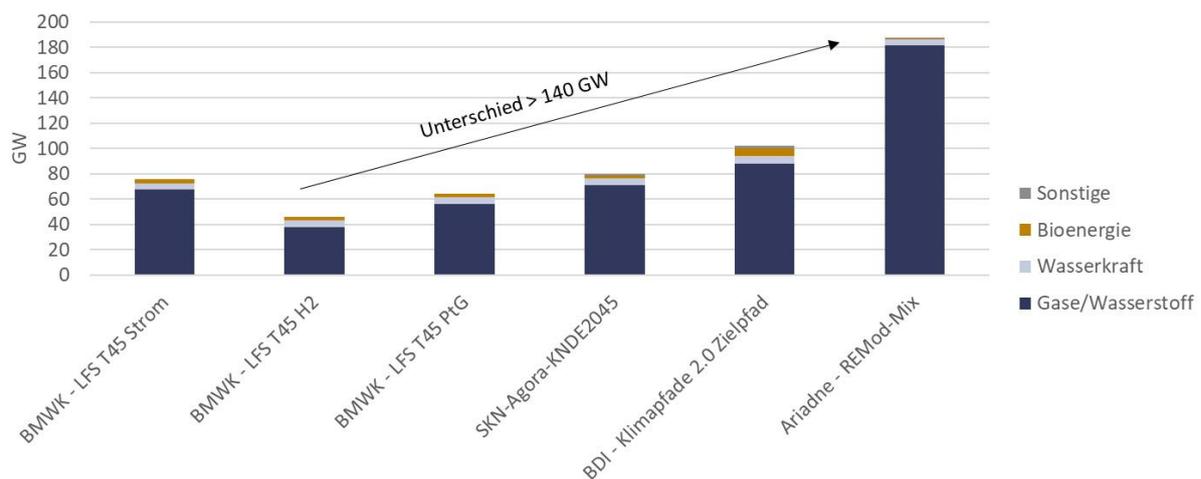
¹³⁷ Der Kohleausstieg ist von der deutschen Bundesregierung bis bestenfalls spätestens 2038 geplant, ein Teilausstieg soll weit früher umgesetzt sein. Der Braunkohleausstieg in NRW ist etwa bis 2030 geplant.

auch als Dunkelflaute bezeichnet). Gleichzeitig kann die Last z. B. aus der Industrie sowie insbesondere aus der zukünftig vermehrt über Wärmepumpen gesteuerten Wärmeerzeugung nicht unbegrenzt reduziert werden. In solchen Situationen wird es sich erweisen, ob die von den Marktteilnehmern erwarteten Erträge ausgereicht haben, um den Zubau von flexibler gescherter Kapazität in einem effizienten Umfang anzureizen.

170. Würde man sich hierbei auch zukünftig allein auf den Stromarbeitsmarkt verlassen, hieße dies, dass zumindest einige Anlagen in möglicherweise nur selten auftretenden und in ihrer Häufigkeit und Intensität schwer zu prognostizierenden Hochpreisphasen in Knappheitssituationen finanziert werden müssten. Ein relativ konstantes Preisniveau, das in der Vergangenheit durch konventionelle Grund- und Mittellastanlagen gewährleistet wurde, wird es nicht mehr geben. Dies gilt umso mehr, je weniger die Nachfrager in Zukunft auf kurzfristige Strompreise reagieren können. Charakteristisch für das zugrundeliegende Problem ist, dass es einerseits mit zunehmender Dauer und Intensität einer Knappheitssituation immer schwieriger wird, diese durch Nachfragezurückhaltung auszugleichen. Andererseits sind Knappheitssituationen mit langer Dauer und hoher Intensität seltener als solche mit kurzer Dauer oder geringer Intensität. Die Erzeugungs- und Speicherkapazitäten müssen dennoch darauf ausgerichtet sein, diese sehr selten auftretenden Ausnahmesituationen auszugleichen. Die im Betrieb teuersten gerade noch benötigten Anlagen werden daher nur während solcher außergewöhnlichen Dunkelflauten aktiv sein und am Stromarbeitsmarkt Erträge erzielen. Dies verdeutlicht die Risiken, die ein Investor eingehen müsste, wenn es neben dem Stromarbeitsmarkt keine weitere Einnahmequelle gibt. Zusätzlich ist das Risiko für langfristige Investitionen derzeit besonders hoch, weil verschiedene Modellrechnungen den zukünftigen Bedarf an steuerbaren Kapazitäten sehr unterschiedlich einschätzen (siehe Abbildung 3.1 für Szenarien bzgl. des Bedarfs im Jahr 2045).

171. Die Bundesnetzagentur hat im Februar 2023 ihren Versorgungssicherheitsbericht veröffentlicht, in dem sie untersucht, ob die Versorgungssicherheit im Strombereich bis 2031 gewährleistet ist. Die von der Bundesnetzagentur verwendeten Modellrechnungen zeigen eine ausreichende Versorgungssicherheit, knüpfen diese aber gleichzeitig an eine Prognose über den erwarteten Zubau bzw. die Reaktivierung von 28,5 GW Gas- und Dampfkraftwerken sowie die Erschließung von DSR-Potenzialen, insbesondere im Bereich des industriellen Lastmanagements.¹³⁸ Der Bericht betont, dass ausreichende Investitionsanreize dann bestehen, wenn Preisspitzen zu Spitzenlastzeiten im Markt auftreten können. Investoren müssen mit solchen Preisspitzen planen können, damit ein ausreichender Anreiz besteht, den Zubau erneuerbarer Anlagen zu finanzieren.

¹³⁸ Bundesnetzagentur, Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität, Februar 2023, S. 51.

Abbildung 3.1: Szenarien steuerbare Kraftwerksleistung 2045

Quelle: 1. Sitzung, Plattform Klimaneutrales Stromsystem, Vortrag zur AG 3 Steuerbare Kapazitäten, 2023, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/praesentation-1-ag-sitzung-am-03052023.pdf?__blob=publicationFile&v=4, Folie 20.

172. Gerade die im Jahr 2022 zu beobachtenden Eingriffe in die Preisbildung könnten das Vertrauen der Investoren beeinträchtigt haben, dass sich Preisspitzen zur Finanzierung von Anlagen nutzen lassen. Zwar waren die hohen Preise im Jahr 2022 auf die eingangs beschriebenen Sondereffekte des russischen Angriffskrieges zurückzuführen, sodass hiervon nicht unmittelbar auf politische Reaktionen hinsichtlich wetterinduzierter Knappheiten geschlossen werden kann, dennoch deutet die aktuelle politische Diskussion darauf hin, dass Preisschwankungen wenig erwünscht sind.¹³⁹ Es scheint nicht ausgeschlossen, dass es bei hohen Preisen zu politischen Eingriffen und gegebenenfalls sogar zu einer Abschöpfung der Erlöse kommt. Es stellt sich daher bereits heute die Frage, ob die Marktteilnehmer zukünftige politisch motivierte Preisinterventionen für zunehmend wahrscheinlich halten. Ist dies der Fall, würde das zuvor beschriebene „Missing Money“-Problem an Bedeutung gewinnen und die Versorgungssicherheit könnte durch unzureichenden Kraftwerkszubau gefährdet sein.

173. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Versorgungssicherheit derzeit von einem gut funktionierenden Stromarbeitsmarkt abhängt. Dem stehen allerdings die dargestellten Risiken eines Marktversagens entgegen. Um Versorgungssicherheit im angestrebten klimaneutralen Energiesystem zu erreichen, ist ein kurzfristiger Zubau von Speichern und klimaneutralen Kraftwerken erforderlich, die in Zeiten geringer Einspeisung durch erneuerbare Anlagen die Residuallast ausgleichen. Durch diesen Investitionsbedarf wird das bestehende Marktdesign im Hinblick auf Versorgungssicherheit stärker als zuvor herausgefordert. Um das dadurch steigende

¹³⁹ In diesem Zusammenhang ist auch auf andere indirekte Preisinterventionen hinzuweisen. So haben die hohen Strompreise der Jahre 2006 bis 2008 die Politik veranlasst, durch die Einführung des bis heute geltenden § 29 GWB insbesondere die Beweislast der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht für den Energiesektor umzukehren. Damit werden Missbräuche im Energiesektor anders behandelt als in anderen Wirtschaftsbereichen, was auch die Gefahr überoptimaler Eingriffe und damit geschwächter Investitionsanreize erhöhen kann.

Risiko zu reduzieren, ist aus Sicht der Monopolkommission die kurzfristige Schaffung eines wirksamen Kapazitätsmechanismus erforderlich. Dieser sollte möglichst wettbewerblich ausgestaltet sein.

3.3 Eine Kombination von Kapazitätsmechanismen kann zur effizienten und verlässlichen Residuallastdeckung beitragen

174. Bereits im Rahmen der bis 2015 geführten Diskussion zur Versorgungssicherheit wurde von zahlreichen Energiemarktexperten die Ergänzung des Energieversorgungssystems um einen Kapazitätsmechanismus empfohlen. Die damalige Kapazitätsdebatte zielte noch nicht konkret auf ein klimaneutrales Stromsystem, sodass ein Kapazitätsmechanismus damals noch sämtliche Erzeugungsformen einschloss, während er heute nur steuerbare und karbonfreie Kapazität zur Deckung von Residuallasten berücksichtigen müsste. Die wesentlichen Implikationen der damaligen Debatte um Kapazitätsmechanismen gelten jedoch unverändert. So wurden in der Wissenschaft verschiedene Mechanismen diskutiert, von denen aus unterschiedlichen Gründen zwei grundsätzliche Ansätze in die engere Wahl gekommen sind: Dies sind zum einen die Ergänzung des Energiemarktes um eine strategische Reserve und zum anderen die Schaffung eines Marktes für die Vorhaltung von Leistung – eines sogenannten Kapazitätsmarktes. Beide Kapazitätsmechanismen weisen Vor- und Nachteile auf.¹⁴⁰

175. In Deutschland hat man sich – anders als in einigen anderen Ländern der Europäischen Union – für die Einführung einer strategischen Reserve entschieden, die heute in § 13e EnWG als sogenannte Kapazitätsreserve normiert ist. Einem ähnlichen Konzept folgte später die in § 13g EnWG geregelte Sicherheitsbereitschaft, die mitunter auch als Braunkohlereserve bezeichnet wird. Die Reserven sind so konzipiert, dass die darin enthaltenen Kraftwerkskapazitäten dem Energiemarkt entzogen sind und nur bei sehr hoher Knappheit und entsprechend hohen Stromarbeitsmarktpreisen zum Einsatz kommen. Da die Produktionskapazität dieser Kraftwerke nur im Engpassfall, ausgelöst durch einen Interventionspreis, zum Einsatz kommt, wird diese entsprechend nicht zu Grenzkosten bepreist. Dies führt zu höheren Renditen und (im besten Fall ausreichenden) Investitionen in die übrigen Kraftwerkskapazitäten. Der Nachteil strategischer Reserven ist jedoch, dass die Nichtnutzung außerhalb von Knappheitszeiten ineffizient sein kann und daher Wohlfahrtsverluste verursacht. Diese sind umso größer, je umfangreicher die jeweilige Reserve ausgelegt werden muss. Die Monopolkommission hat 2015 die Einführung einer geringen Kapazitätsreserve für einen Zeitraum von 10 Jahren empfohlen.¹⁴¹ Nach diesem Zeitraum sollte die Reserve aufgelöst und geprüft werden, ob gegebenenfalls die Einführung von Kapazitätsmärkten erforderlich ist. Nunmehr hält die Monopolkommission die Schaffung eines Kapazitätsmarktes insbesondere aufgrund der avisierten raschen Umstellung

¹⁴⁰ Acatech, Leopoldina, Akademienunion; Investitionsanreize setzen, Reservekapazitäten sichern: Optionen zur Marktintegration erneuerbarer Energien (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), Augsburg, 2023, S. 60 ff.

¹⁴¹ Monopolkommission, 5. Sektorgutachten Energie (Sondergutachten 77), Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende, Baden-Baden 2015, Tz. 431.

auf eine dekarbonisierte Energieerzeugung und des hohen Bedarfs an flexiblen Kapazitäten (d. h. gesicherter Leistung) für erforderlich.

Tabelle 3.1: Europäische Beispiele für Kapazitätsmärkte

Land	Gültigkeit	Kapazitätsprodukt	Art der Beschaffung	Vorlaufzeit in Jahren
Belgien	2021-2031	Reliability-Option	Auktion	4 und 1
Irland	2019-2024	Reliability-Option	Auktion	4 und 1
Italien	2018-2028	Reliability-Option	Auktion	4, 3, 2 und 1
Polen	2018-2028	Leistungsverpflichtung	Auktion	5 und 1
Frankreich	2016-2023	Leistungsverpflichtung	Auktion und OTC*	4, 3, 2 und 1
UK	2019-2024	Leistungsverpflichtung	Auktion	4 und 1

Hinweis: Zum Kapazitätsprodukt und speziell der Reliability-Option vgl. Abschnitt. 3.5.5.

Quelle: ZEW, Künftiges Energiemarktdesign – Ausgestaltung eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktmodells 2023, S. 16.

176. Ein wesentliches Problem bei der Einführung von Kapazitätsmärkten ist ihre Komplexität. Zwar sind Kapazitätsmärkte nicht nur in Europa bereits erprobt (siehe Tabelle 3.1), die jeweilige Ausgangslage ist in den einzelnen Ländern aufgrund geographischer Gegebenheiten und Pfadabhängigkeiten jedoch höchst unterschiedlich. Entsprechend existiert eine Vielzahl von Ausgestaltungsparametern für Kapazitätsmärkte. Die Herausforderung liegt darin, eine insbesondere für Deutschland geeignete und grundsätzlich effiziente Parametrisierung zu finden. Zwei Hauptvarianten von Kapazitätsmärkten werden diskutiert, zum einen die sog. zentralen und zum anderen die sogenannten dezentralen:

- Bei zentralen Kapazitätsmärkten beschafft der Staat „zentral“ Kapazität. Er entzieht die Steuerung der insgesamt vorgehaltenen Versorgungskapazität damit dem Markt. Die erforderliche Kapazität wird dazu typischerweise im Rahmen von Ausschreibungen beschafft. Diese Form ist die am häufigsten angewandte und somit gut praxiserprobt.
- Bei dezentralen Kapazitätsmärkten wird ein explizites Kapazitätsprodukt, z. B. ein Leistungszertifikat, eingeführt. Anbieter flexibler elektrischer Leistung können dann ihre reine Verfügbarkeit in Form des Leistungszertifikats verkaufen. Stromnachfrager werden ihrerseits verpflichtet, entsprechend ihres Strombedarfs Zertifikate vorzuhalten. Können sie dies nicht, müssen sie eine Strafzahlung leisten.¹⁴² Über die Höhe der Strafzahlung, die sogenannte Pönale, wird die vom Markt beschaffte Kapazitätsmenge indirekt vom Staat gesteuert.

¹⁴² Es kann argumentiert werden, dass der dezentrale Kapazitätsmarkt dem bereits bestehenden Energiearbeitsmarkt ähnelt, mit dem Unterschied, dass die Leistungsbereitstellung und die elektrische Arbeit derzeit in einem

* Over the Counter (OTC) – Dezentraler direkter Handel zwischen Marktteilnehmern.

177. Die zahlreichen Unterschiede zwischen zentralen und dezentralen Kapazitätsmarktmodellen sind bereits in der energiepolitischen Diskussion bis 2015 ausführlich debattiert und beleuchtet worden.¹⁴³ Für die aktuelle Fragestellung sollen nur die zentralen Unterscheidungsmerkmale dargestellt und eingeordnet werden. Grundannahme aller Kapazitätsmechanismen ist, dass sowohl die Externalitäten eines Versorgungsausfalls als auch das Missing-Money-Problem dafür ursächlich sind, dass von den Teilnehmern des Stromarbeitsmarktes nicht der effiziente Versorgungsumfang gewählt wird.¹⁴⁴ Im zentralen Kapazitätsmarktmodell wird der Versorgungsumfang daher direkt vom Regulierer vorgegeben. Mit diesem Ansatz ist insbesondere die Sorge verbunden, dass aus politökonomischer Risikoaversion ein viel zu hoher Versorgungsumfang vorgegeben werden könnte. Auf dezentral gestalteten Kapazitätsmärkten besteht das Problem ebenfalls, wenn auch nur indirekt. Der Kapazitätsumfang ergibt sich zwar aus den von den Marktteilnehmern erworbenen Leistungszertifikaten. Je geringer die Pönale ist, die die Marktteilnehmer bei unzureichender Abdeckung ihres Bedarfes mit Zertifikaten entrichten müssen, umso eher sind sie jedoch bereit, das Risiko einer solchen Unterdeckung einzugehen. Dies macht deutlich, dass im dezentralen Kapazitätsmarkt der Versorgungsumfang indirekt durch die regulatorische Festlegung der Pönale bestimmt wird.

178. Ein Nachteil des dezentralen Kapazitätsmarkts ist, dass bei den Marktteilnehmern Transaktionskosten durch den Zertifikatehandel anfallen. Dem gegenüber stehen jedoch größere Freiheitsgrade bei der Gestaltung von Vereinbarungen zwischen den Marktteilnehmern, durch die z. B. Risiken individuell passgenau aufgefangen werden können. Ein weiteres wesentliches Unterscheidungsmerkmal der beiden Kapazitätsmarktmodelle betrifft die Rolle der Stromnach-

Produkt gehandelt werden. Die Nachfrager können die Arbeit auch über langfristige Lieferverträge beschaffen, um Investoren eine risikoarme Refinanzierung ihrer Anlagen zu ermöglichen. Gelingt es den Nachfragern nicht, ausreichend Strom zu beschaffen, müssen sie Ausgleichsenergie in Anspruch nehmen. Weil sich der Preis für Ausgleichsenergie bei systematischer Unterspeisung einer Regelzone erhöht, kann dieser Aufschlag mit der Pönale im dezentralen Kapazitätsmarkt verglichen werden. Er setzt demnach Anreize, Kapazität zu beschaffen. Der Handel mit separaten Leistungszertifikaten ist jedoch flexibler. Außerdem könnten sich politisch implizierte Preisgrenzen auch auf die Bepreisung langfristiger Lieferverträge auf den Terminmärkten auswirken, weil diese vom erwarteten Spotmarktpreis abhängen. Das „Missing Money“-Problem wird also nicht gelöst.

¹⁴³ Monopolkommission, 5. Sektorgutachten Energie (Sondergutachten 77), Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende, Baden-Baden 2015, Tz. 423 ff.; Growitsch, Ch., Matthes, F. Ch., Ziesing, H.-J., Clearing-Studie Kapazitätsmärkte im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Köln, Mai 2013.

¹⁴⁴ Die Nachfrager haben zwar grundsätzlich ein Interesse daran, dass im Markt so viel Kapazität vorgehalten wird, dass ihre individuell erwartete Nachfrage in der Regel gedeckt ist. In der Zukunft können jedoch Knappheitssituationen auftreten, die nur mit einem gewissen Risiko eintreten. Wenn ein Nachfrager nicht gezielt vom Netz genommen werden kann, wird er im Rahmen seiner individuellen Risiko-Kosten-Abwägung den Schaden einer Knappheit bei anderen Marktteilnehmern nicht berücksichtigen. Es ist für ihn individuell nicht rational, Vorsorge zur Vermeidung von Preisspitzen bzw. Brown- oder Blackouts zu treffen. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist die Vermeidung des Schadens jedoch in der Regel effizient, da die Kosten für die Beschaffung zusätzlicher Kapazität zur Risikoabsicherung geringer sind als der erwartete Schaden eines Versorgungsengpasses. Daher ist es in der Regel effizient, flexible Kapazität zu beschaffen, die innerhalb der Wahrscheinlichkeitsverteilung möglicher Kapazitätsbedarfe über dem erwarteten Medianbedarf liegt. Siehe auch Tz. 163.

frager. Im dezentralen Kapazitätsmarkt stehen diese vor der Wahl, ihren Kapazitätsbedarf entweder durch den Kauf von Zertifikaten bzw. der Zahlung der Pönale zu decken oder ihren Kapazitätsbedarf zu senken.

179. Im zentralen Kapazitätsmarkt sind Nachfrager in der Regel unbeteiligt. Kapazität wird zentral staatlich beschafft. Ein Anreiz, die eigene Nachfrage zu senken, besteht daher nur in Bezug auf den eingesparten Arbeitspreis für Strom. Die Zahlung auf dem Kapazitätsmarkt lässt sich für Nachfrager hingegen nur einsparen, wenn es ihnen ermöglicht wird, eine Nachfragereduktion als „negative“ Last auf dem Kapazitätsmarkt anzubieten. Eine derartige Berücksichtigung der Nachfrageseite in einer zentralen Kapazitätsauktion wird jedoch dadurch erschwert, dass für den jeweiligen Nachfrager vorab eine Basislinie der Last ermittelt werden müsste, anhand derer festgestellt werden kann, ob tatsächlich eine Lastreduktion stattfindet.¹⁴⁵ Hierbei bestünde auch das Risiko von Manipulationsmöglichkeiten und die Berücksichtigung von Kleinverbrauchern. Gerade bei der Berücksichtigung der Nachfrageseite hat der dezentrale Kapazitätsmarkt daher klare Vorteile. Denn hier bestimmen die Nachfrager die Menge der Zertifikate unter Berücksichtigung der eigenen Lastminderungspotenziale. Damit werden für Versorger auch Anreize gesetzt, für Haushaltskunden verbrauchszeitabhängige Tarife bereitzustellen.

180. In der Gesamtschau der wichtigen Wesensmerkmale zentraler und dezentraler Kapazitätsmarktmodelle ist festzustellen, dass beide Ansätze gegensätzliche Vorteile bieten. Zentrale Kapazitätsmärkte sind vom Konzept her leichter zu schaffen. Es handelt sich im Wesentlichen um Kapazitätsausschreibungen des Staates, für die es bereits mehrere Vorbilder in Europa gibt. Die zentrale Bestimmung der erforderlichen Kapazität erfolgt direkt anhand der benötigten Menge. Vor diesem Hintergrund hatte die Monopolkommission in der 2015 geführten Diskussion eines Kapazitätsmechanismus den zentralen Ansatz gegenüber dem dezentralen präferiert.¹⁴⁶ Zugleich gilt es zu beachten, dass der Regulierer mit hoher Wahrscheinlichkeit den Kapazitätsbedarf risikovers bestimmt und zu viel Kapazität beschafft. Das grundsätzlich markt-nähere dezentrale Kapazitätsmarktmodell kann dieses Problem zwar nicht grundsätzlich lösen, es besitzt jedoch den erheblichen Vorteil, dass auch Nachfrager beteiligt werden und dadurch Anreize zu Einsparungen haben. Während sich die Kapazitätsfrage heute vor allem auf die Deckung der im klimaneutralen Stromsystem erwartbar volatileren Residuallast mit steuerbarer Leistung konzentriert, könnte die Reaktion der Nachfrager in einem dezentralen Kapazitätsmarkt zukünftig zu einem bedeutenden Thema werden. Aus Sicht der Monopolkommission spricht vieles dafür, die jeweils vorzugswürdigen Kernelemente von dezentralem und zentralem Kapazitätsmarktmodell soweit wie möglich zu kombinieren. Der sich daraus ergebende

¹⁴⁵ Trotz der Schwierigkeit der Bestimmung einer Basislinie darf DSR in einigen Kapazitätsmärkten explizit Kapazität anbieten, wie beispielsweise im amerikanischen Markt des ISO-NE (New England). Dort werden demand response baselines bestimmt für Wochentage, Samstage und Sonn- und Feiertage. Die Basislinien werden für jedes Fünf-Minuten-Intervall eines Tages bestimmt durch die Nachfragen an einigen (fünf bzw. zehn) vorigen Tagen (ohne Abruf) der Basislinien-Kategorie im gleichen Intervall. Die Manipulation der Basislinien durch den Stromhändler über die übliche Nachfrage seiner Kunden hinaus wird explizit untersagt. Es ist jedoch unklar, wie dies überprüft werden kann.

¹⁴⁶ Monopolkommission, 5. Sektorgutachten Energie (Sondergutachten 77), Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende, Baden-Baden 2015, Tz. 440.

Vorschlag soll nachfolgend unter dem Titel „wettbewerbsgesteuerter Kapazitätsmarkt“ vorgestellt werden.

3.4 Vorschlag für ein wettbewerbsgesteuertes Kapazitätsmarktmodell

181. Der wettbewerbsgesteuerte Kapazitätsmarkt ist ein Vorschlag der Monopolkommission, um Versorgungssicherheit möglichst effizient zu gewährleisten. Neu an dem nachfolgend beschriebenen Mechanismus ist, dass der in der Praxis bereits erprobte Ansatz eines zentralen Kapazitätsmarktes mit dem ebenfalls in der Praxis bereits erprobten Ansatz eines dezentralen Kapazitätsmarktes kombiniert wird. Durch die Kombination kann das Problem der Bestimmung einer angemessenen Kapazitätsmenge zweigeteilt werden.

182. Der erste Teil des Problems betrifft die Bestimmung einer Basisnachfrage in Knappheitssituationen. Nachfrager können große Industriebetriebe sein, aber auch Unternehmen, die Stromlieferverträge mit Verbraucherinnen und Verbrauchern oder kleinen und mittelständischen Betrieben abschließen. Für die Bestimmung ihres tatsächlichen Bedarfs in Knappheitssituationen eignet sich der wettbewerblich organisierte Ansatz des dezentralen Kapazitätsmechanismus. Sie verfügen selbst über die besten Informationen darüber, inwieweit sie fähig sind, flexibel auf Knappheitssituationen z. B. durch eine Nachfragereduktion zu reagieren. Ziel soll es sein, diese Informationen zu nutzen, um Ineffizienzen durch eine zu hohe oder zu geringe Kapazitätsvorhaltung zu minimieren. Ziel kann es dabei jedoch nicht sein, die optimale Gesamtkapazitätsausstattung dezentral durch die Marktteilnehmer bestimmen zu lassen. Es ist in der Wissenschaft unstrittig, dass unter Berücksichtigung der vorgenannten Probleme eines möglichen Marktversagens aufgrund unzureichender Finanzierung („Missing-Money“) sowie Externalitäten der Versorgungssicherstellung, die Marktteilnehmer nicht angereizt werden können, eine effiziente Gesamtkapazitätsausstattung zu wählen.¹⁴⁷ Wie der in den nachfolgenden Abschnitten skizzierte Vorschlag zeigen wird, ist aber durchaus möglich, einen dezentralen Markt so zu gestalten, dass Nachfrager ihre Kapazitätsausstattung so wählen, dass im Median ihr Bedarf in Knappheitssituationen gedeckt ist. Der Median entspricht genau der Kapazitätsmenge, die mit gleicher Wahrscheinlichkeit ausreichend oder nicht ausreichend ist, um die Nachfrage vollständig zu decken. Der dezentrale Ansatz eignet sich somit, um aus dem Markt heraus gleichsam den Basisbedarf an flexibler Kapazität zu bestimmen.

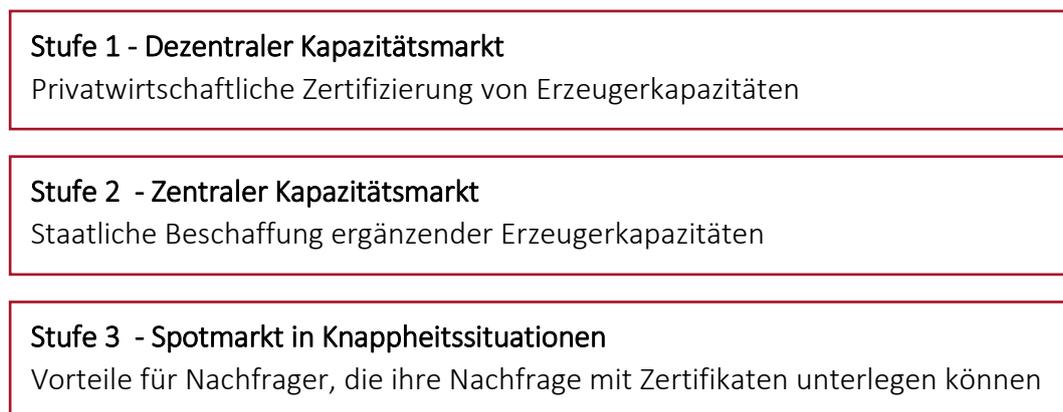
183. Ist der Basisbedarf bzw. Medianbedarf bekannt, bietet diese Information ein wertvolles Indiz für die ungefähre Höhe der optimalen Gesamtkapazitätsmenge. Die Schätzungen über die notwendige Gesamtkapazität lassen sich maßgeblich präzisieren, wenn nur noch die vergleichsweise geringe Varianz um den Basisbedarf unbekannt ist. Das heißt, es wäre nur noch zu ermitteln, wieviel zusätzliche Kapazität bereitgestellt werden sollte, um auch jene Fälle abzusichern, in denen der Kapazitätsbedarf außergewöhnlich hoch und die Absicherung zugleich dennoch volkswirtschaftlich effizient ist. Wie hoch der Wert des Wissens um den Medianbedarf ist, wird deutlich, wenn man sich vor Augen führt, wie komplex selbst die Bestimmung des zusätzlichen

¹⁴⁷ Vgl. Fußnote 144 und Joskow, P. L., Tirole, J., Reliability and Competitive Electricity Markets, *Rand Journal of Economics*, 38 (1), 2007, S. 68–84.

Bedarfes ist. Hierfür muss die Wahrscheinlichkeit des Auftretens bestimmter außergewöhnlicher Situationen bestimmt werden, sowie die kollektiven Kosten der Marktteilnehmer, die durch Preisspitzen oder (lokale) Abschaltung des Stromnetzes entstehen. Der sich daraus ergebende Erwartungswert für mögliche Schäden ist gegen die Kosten des Vorhaltens zusätzlicher flexibler Kapazität abzuwägen. Wie Abbildung 3.1 zeigt, variieren langfristige Bedarfsschätzungen, wenn sie den Gesamtbedarf betreffen, erheblich. Ist zumindest der Basisbedarf bekannt, betreffen die möglicherweise erheblichen Schätzfehler nur noch den zusätzlichen Bedarf. Dessen Umfang ist vergleichsweise klein und daher fällt der Schätzfehler entsprechend geringer aus. Der zusätzliche Bedarf sollte durch den Regulierer beschafft werden. Hierfür eignen sich der etablierte Ansatz des zentralen Kapazitätsmarktes. Die Rolle des Regulierers im wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktmodell ist folglich vergleichbar mit der Rolle, die er bereits jetzt bei der Beschaffung der strategischen Reserve innehat. Der Vorteil ist jedoch, dass die zusätzliche Kapazität dem Stromarbeitsmarkt nicht entzogen wird.

184. Für die Umsetzung dieses grundlegenden Konzepts sind drei Stufen notwendig (Abbildung 3.2). Stufe 1 umfasst einen dezentralen Kapazitätsmarkt, auf dem durch Marktteilnehmer Kapazitäten zertifiziert und erworben werden können. Die Funktionsweise entspricht grundsätzlich der bereits in anderen Ländern bestehender dezentraler Kapazitätsmärkte.¹⁴⁸ Damit die Marktteilnehmer einen Anreiz haben, Kapazität zu zertifizieren oder zu erwerben, erfahren diejenigen Stromnachfrager einen Nachteil, die in definierten Knappheitssituationen nicht genügend zertifizierte Kapazität eingekauft haben, um ihre Nachfrage zu decken. Ein solcher Anreiz wird in der Regel geschaffen, indem der Nachfrager in Knappheitssituationen für jedes Watt, das er nicht mit zertifizierter Kapazität unterlegen kann, eine Pönale zu entrichten hat.

Abbildung 3.2: Überblick Wettbewerbsgesteuertes Kapazitätsmarktmodell



Quelle: Eigene Darstellung.

185. Die erste Stufe wäre in Teilen zeitlich begrenzt, d. h. nach einer gewissen Vorlaufzeit könnten die Marktteilnehmer keine neue gesicherte Leistung mehr zertifizieren, sondern nur noch bestehende Zertifikate handeln. In einer anschließenden zweiten Stufe kann der Regulierer dann abschätzen, ob und in welchem Umfang darüber hinaus zusätzliche Kapazitäten vor-

¹⁴⁸ Siehe Tabelle 3.1.

zuhalten sind, um auch Ausfallrisiken abzudecken, die außergewöhnliche Knappheitssituationen betreffen. Diese zusätzlichen Kapazitäten würden im Rahmen eines zentralen Kapazitätsmarktes beschafft. Für die Ausgestaltung des zentralen Kapazitätsmarktes können ebenfalls internationale Vorbilder herangezogen werden, da solche Märkte in einigen Ländern bereits seit mehreren Jahren existieren.¹⁴⁹ In einer dritten Stufe würde sichergestellt, dass diejenigen Nachfrager einen Vorteil erhalten, die in der ersten Stufe ausreichend Kapazität zertifiziert haben, um ihren Bedarf in Knappheitssituationen zu decken. Zu diesem Zweck würden die Nachfrager, die in der ersten Stufe nicht ausreichend Kapazität zertifiziert haben, eine Pönale zahlen, die davon abhängt, inwieweit sie ihre Nachfrage nicht mit Zertifikaten unterlegen können.

186. Der Stromarbeitsmarkt bliebe vom skizzierten System weitgehend unberührt. Die Änderungen beträfen ausschließlich die Bereitstellung gesicherter Leistung in Knappheitssituationen und würden das bestehende bewährte System nur ergänzen. Im Folgenden wird eine mögliche Ausgestaltung der drei skizzierten Stufen im Detail beschrieben.

3.4.1 Grundzüge des dezentralen Kapazitätsmarktes (Stufe 1)

187. Der dezentrale Kapazitätsmarkt in Stufe 1 sollte so gestaltet sein, dass für Nachfrager grundsätzlich die Möglichkeit besteht, Zertifikate in der Menge zu beschaffen, die ihrem wahrscheinlichen Bedarf in Knappheitssituationen entspricht.¹⁵⁰ Zugleich sollten Erzeuger die Möglichkeit haben, diesen Bedarf durch Bereitstellung von geeigneter Kapazität zu decken.

188. Um transparent Erzeugertechnologien zu identifizieren, die über die notwendige Eignung verfügen, in Knappheitssituationen zur Versorgungssicherheit beizutragen, ist es zunächst notwendig, diese Situationen klar zu definieren.¹⁵¹ Die daraus abgeleiteten Anforderungen können die Grundlage für ein Zertifizierungsverfahren bilden, das es Erzeugern ermöglicht, ihre Anlagen als geeignet auszuweisen.¹⁵² Mit dem Ausstellen eines Zertifikates gehen Erzeuger dann die Verpflichtung ein, die Kapazität in den definierten Knappheitssituationen für die Dauer einer regulatorischen Periode bereitzustellen. Eine regulatorische Periode könnte z. B. ein Monat, ein Quartal oder ein Jahr sein. International üblich ist eine regulatorische Periode von einem Jahr.¹⁵³

189. Damit diese Zertifikate die Basis für einen dezentralen Kapazitätsmarkt bilden können, ist es notwendig, dass die Erzeuger ihre zertifizierte Kapazität an andere Marktteilnehmer veräußern können. Dies könnte z. B. über eine zentrale Handelsplattform geschehen. Grundsätzlich

¹⁴⁹ Siehe Tabelle 3.1.

¹⁵⁰ Die Frage, wie Knappheitssituationen definiert werden können, wird in Kapitel 3.5.1 behandelt.

¹⁵¹ Für Details zur Definition von Knappheitssituationen siehe Kapitel 3.5.1.

¹⁵² Für Details zur Zertifizierung siehe Kapitel 3.5.2.

¹⁵³ ZEW, Künftiges Energiemarktdesign – Ausgestaltung eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktmodells 2023, S. 22.

sind aber auch mehrere Plattformen oder ein gänzlich dezentraler Handel denkbar. Dadurch würde Wettbewerb zwischen Handelsplattformen gefördert.¹⁵⁴

190. Wichtig für den effizienten Ablauf eines dezentralen Kapazitätsmarktes ist, dass unabhängig vom Ort und Zeitpunkt des Handels alle Marktteilnehmer, der Regulierer und insbesondere die Erzeuger stets einen Überblick darüber haben, wieviel Kapazität insgesamt bereits am Markt zertifiziert wurde. Nur wenn über die Gesamtkapazität Transparenz besteht, können (potenzielle) Erzeuger im Verlaufe des Handelsprozesses entscheiden, ob es wirtschaftlich sinnvoll ist, über die am Markt angebotene Menge hinaus weitere Kapazität zu zertifizieren oder ob zu erwarten ist, dass die Bedarfe des Marktes insgesamt bereits gedeckt sind. Die zertifizierte Kapazität sollte daher zentral vom Regulierer mindestens tagesaktuell erfasst und veröffentlicht werden.¹⁵⁵ In Frankreich werden z. B. für jede Transaktion der Preis, das Volumen und das Transaktionsdatum veröffentlicht.¹⁵⁶

191. Um Hemmnisse zu vermeiden, die dazu führen, dass Nachfrager sich nicht adäquat auf dem dezentralen Kapazitätsmarkt mit Zertifikaten eindecken, sollten Zertifikate möglichst flexibel auf einem Sekundärmarkt handelbar sein. Dafür sollten die Zertifikate so ausgestaltet sein, dass Nachfrager Zertifikate für die Zeiträume und in der Skalierung erwerben können, wie sie diese auch tatsächlich benötigen. Es muss also möglich sein, dass Zertifikate z. B. auch gesplittet oder im Wechsel gehalten werden. Auch das gemeinsame Halten von Zertifikaten über einen Aggregator kann sinnvoll sein.¹⁵⁷ Hemmnisse können auch dadurch vermieden werden, dass der Sekundärhandel der Zertifikate zeitlich unbegrenzt bis kurz vor den Stromlieferzeitpunkt zugelassen ist.

192. Die Möglichkeit, Erzeugerkapazität zu zertifizieren, müsste hingegen zeitlich begrenzt werden. Die Vorlaufzeit in zentralen Kapazitätsmärkten beträgt üblicherweise vier Jahre.¹⁵⁸ Die Neuzertifizierung von Kraftwerken in der ersten Stufe sollte daher vier Jahre vor dem Lieferzeitpunkt abgeschlossen sein (siehe Abbildung 3.3). Dies gibt dem Regulierer in der zweiten Stufe ausreichend Zeit, um zu bewerten, ob er die vom Markt zertifizierte Kapazität für ausreichend hält, um ein volkswirtschaftlich optimales Versorgungssicherheitslevel zu erreichen. Ist dies aufgrund verschiedener Marktversagenstatbestände nicht der Fall, schreibt er die zusätzlich notwendige Erzeugungskapazität innerhalb der vier Jahre bis zum Lieferzeitpunkt aus.

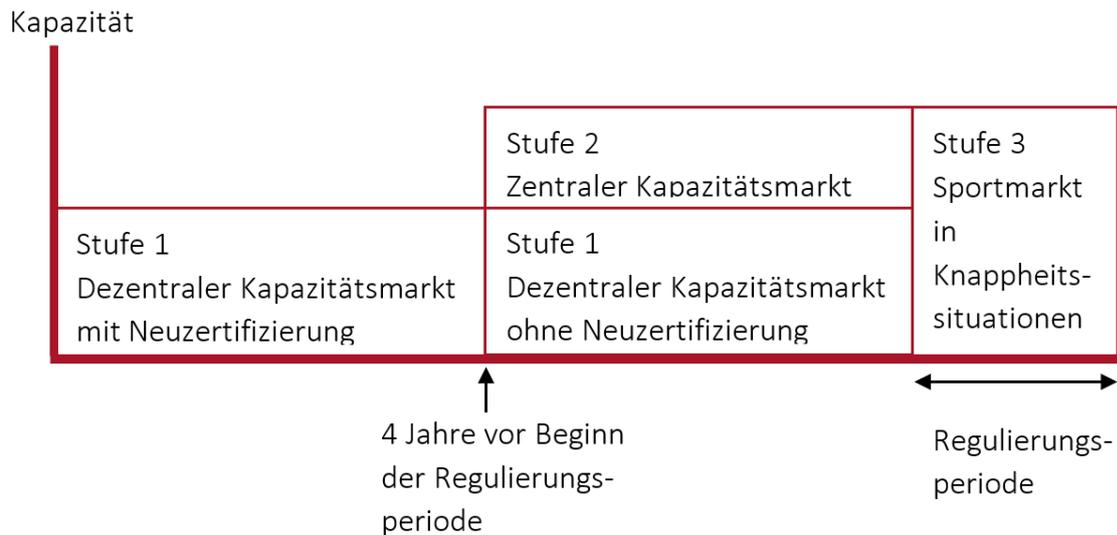
¹⁵⁴ Mit der Bedeutung von Wettbewerb zwischen Strombörsen hat sich die Monopolkommission in Monopolkommission Sektorgutachten Energie, Wettbewerbschancen bei Strombörsen, E-Ladesäulen und Wasserstoff nutzen, Baden-Baden 2017, Tz. 41 ff. befasst.

¹⁵⁵ ZEW, Künftiges Energiemarktdesign – Ausgestaltung eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktmodells 2023, S. 21.

¹⁵⁶ ODRÉ (22. Okt. 2022). Registre des garanties de capacité. URL: <https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/registre-garanties-capacite/information/?disjunctive.type&disjunctive.statut> (besucht am 28. 06. 2023). zitiert aus ZEW, Künftiges Energiemarktdesign – Ausgestaltung eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktmodells 2023, S. 21.

¹⁵⁷ ZEW, Künftiges Energiemarktdesign – Ausgestaltung eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktmodells 2023, S. 23.

¹⁵⁸ ZEW, Künftiges Energiemarktdesign – Ausgestaltung eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktmodells 2023, S. 4.

Abbildung 3.3: Zeitablauf wettbewerbsgesteuerter Kapazitätsmarkt

Quelle: Eigene Darstellung

193. Wird ein Stichtag festgelegt, ab dem keine Neuzertifizierung mehr möglich ist, muss berücksichtigt werden, dass dies zu zeitliche Koordinierungsproblemen zwischen den Marktteilnehmern führen kann. Es könnte z. B. zu einem „Run“ kurz vor dem Stichtag kommen und zu viel Kapazität zertifiziert werden. Solche Probleme könnten vermieden werden, indem die Möglichkeit, Kapazität zu zertifizieren, schrittweise ausläuft. Denkbar wäre eine Begrenzung der zertifizierbaren Menge an Kapazität bereits vor dem Stichtag.

3.4.2 Grundzüge des zentralen Kapazitätsmarktes (Stufe 2)

194. Nach Ablauf der Frist für die Zertifizierung im Rahmen des dezentralen Kapazitätsmarktes sollte durch den Regulierer geprüft werden, wieviel Kapazität aus dem Markt heraus zertifiziert wurde. Auf der Basis dieses Grundbedarfs der Marktteilnehmer kann er dann abschätzen, inwieweit zusätzliche Kapazität zu ergänzen ist, weil auch in bestimmten außergewöhnlichen Knappheitssituationen Mindestbedarfe gedeckt werden sollen, um Preisspitzen bzw. Brown- oder Blackouts zu vermeiden.

195. In einem ersten Schritt muss der Regulierer die Höhe der Bedarfe in außergewöhnlichen Knappheitssituationen bestimmen. Dazu gehört, dass er die Wahrscheinlichkeit eines Szenarios, z. B. einer lang andauernden Dunkelflaute, sowie die kollektiven Kosten der Marktteilnehmer abschätzt, wenn diese Dunkelflaute nicht kompensiert werden könnte und es zu (lokalen) Abschaltung des Stromnetzes kommt. Vor allem die kollektiven Kosten der Marktteilnehmer lassen sich besser abschätzen, wenn zumindest deren Grundbedarf in Knappheitssituationen durch das Marktergebnis in Stufe 1 bekannt ist. Auf dieser Basis kann der um die Wahrscheinlichkeit gewichtete VoLL¹⁵⁹ geschätzt werden. Diesem VoLL sind die Kosten für die Beschaffung zusätzlicher Kapazität gegenüber zu stellen. Der Umfang der Beschaffung ist bis zu dem Punkt

¹⁵⁹ Der „Value of Lost Load“ (VoLL) ist der Wert, den Versorgungssicherheit für Marktteilnehmer hat bzw. der monetäre Schaden der entsteht, wenn es aufgrund eines Nachfrageüberhangs zu Preisspitzen bzw. Brown- oder Blackouts kommt.

gerechtfertigt, in dem die Beschaffungskosten dem um die Eintrittswahrscheinlichkeit gewichteten VoLL entsprechen. Darüber hinaus sollte der Regulierer keine zusätzliche flexible Kapazität beschaffen.

196. Die Entscheidungen des Regulierers hinsichtlich der von ihm zusätzlich zu beschaffenden Menge an flexibler Kapazität hat großen Einfluss auf das Funktionieren des vorgeschalteten dezentralen Marktes in Stufe 1. Erwartet der Markt, dass der Regulierer sehr viel zusätzliche Kapazität für notwendig hält, dann wird das Preisniveau für Kapazität auch auf dem dezentralen Zertifikatemarkt in Stufe 1 steigen. Vor allem die Erzeuger würden bei ihrer Preissetzung in Stufe 1 antizipieren, dass sie ihre Kapazität alternativ zu einem hohen Preis in Stufe 2 an den Regulierer absetzen können. Der daraus resultierende hohe Preis in Stufe 1 wird Einfluss darauf haben, wie hoch der Medianbedarf ist, den Nachfrager anstreben. Je höher der Preis ist, umso geringer wird der Medianbedarf ausfallen. Diese Abhängigkeit des Marktergebnisses in Stufe 1 vom Verhalten des Regulierers in Stufe 2 kann potenziell zu Unsicherheit führen. Wenn für die Marktteilnehmer nicht zu einem gewissen Grad transparent ist, wie sich der Regulierer in Stufe 2 verhält, können sie fehlerhafte Erwartungen darüber bilden, wieviel flexible Kapazität insgesamt, d. h. von den Marktteilnehmern und dem Regulierer beschafft wird. Das kann z. B. dazu führen, dass eine bestimmte Anzahl an Zertifizierungen in Stufe 1 nicht zustande kommt, weil die Anlagenbetreiber die insgesamt nachgefragte flexible Kapazität und daher den Marktpreis unterschätzen. In jedem Fall müssen Maßnahmen getroffen werden, die sicherstellen, dass Marktteilnehmer, die sich in Stufe 1 gemäß ihren Bedarfserwartungen mit Zertifikaten eingedeckt haben, bessergestellt sind.

197. Die Unsicherheit des dezentralen Marktes in Stufe 1 über das Verhalten des Regulierers kann durch eine hohe Transparenz verringert werden. Wie in Kapitel 3.6.1 näher erläutert wird, wäre zu erwägen, ob das wettbewerbsgesteuerte Kapazitätsmarktmodell sukzessive eingeführt wird, indem in einem ersten Schritt ein zentraler Kapazitätsmarkt nach internationalen Vorbildern geschaffen wird. In einem zweiten Schritt würde dann der dezentrale Kapazitätsmarkt ergänzt. Dies hätte den Vorteil, dass Marktteilnehmer vor Einführung des dezentralen Kapazitätsmarktes bereits real beobachten können, wieviel flexible Kapazität der Regulierer in der Vergangenheit insgesamt für notwendig gehalten hat. Daraus können sie eine erste Einschätzung ableiten, wieviel zusätzliche Kapazität der Regulierer im wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktmodell ergänzend beschaffen wird.

198. Der Regulierer könnte zusätzlich bereits weit vor Ablauf des Stichtags, ab dem im dezentralen Markt keine Anlagen mehr neu zertifiziert werden können, eine erste Einschätzung darüber abgeben, wieviel Kapazität, die auch in Knappheitssituationen verfügbar ist, er insgesamt für notwendig hält. An dieser ersten Einschätzung sollte er sich später, bei der Beurteilung wieviel Kapazität zentral von ihm zusätzlich zu beschaffen ist, orientieren. Wichtig ist, dass die Einschätzung vom Markt als glaubhaftes Signal wahrgenommen wird.

199. Zusätzlich sollte die Geschwindigkeit begrenzt werden, in dem der Regulierer Anpassungen an der Gesamtmenge der vorzuhaltenden flexiblen Kapazität vornehmen kann. Die in Stufe 1 zertifizierte Menge zuzüglich der in Stufe 2 vom Regulierer beschaffte Menge ergibt die Gesamtmenge an Kapazität. Stellt der Regulierer fest, dass die von ihm in Stufe 1 beobachteten

Medianbedarfe der Marktteilnehmer z. B. erheblich geringer ausfallen, als er dies erwartet hat, kann er diese Information zwar nutzen und zukünftig weniger zusätzliche Kapazität beschaffen. Er sollte seine Beschaffungsmenge jedoch nicht sofort, sondern sukzessive anpassen. Eine erheblich und ggf. unerwartete Anpassung würde erhebliche Unsicherheit auf dem Markt generieren. Diese Unsicherheit könnte dann zu höheren Finanzierungskosten für die Erzeuger und daher zu höheren Preis auf dem Kapazitätsmarkt führen. Vielmehr sollte der Regulierer mehrere moderate Anpassungen zwischen aufeinanderfolgenden Regulierungsperioden ankündigen. Die maximale Änderungsrate pro Regulierungsperiode könnte gesetzlich festgelegt werden. Größere Anpassungen würden dann stets über mehrere Regulierungsperioden hinweg erfolgen.

200. Für eine solche Begrenzung spricht auch, dass der Regulierer durch eine Veränderung der zusätzlich beschafften Kapazität und damit der insgesamt am Markt vorhandenen flexiblen Kapazität den Medianbedarf der Marktteilnehmer beeinflussen wird. Die optimale zusätzlich durch den Regulierer zu beschaffene Menge ist nicht unabhängig vom Medianbedarf. Sie wird vielmehr umso größer sein, je größer den Medianbedarf der Marktteilnehmer ist. Beobachtet der Regulierer einen geringen Medianbedarf in Stufe 1 und reduziert auf dieser Basis die vom ihm beschaffte zusätzliche Menge in Stufe 2, wird der Marktpreis für flexible Kapazität spätestens in der nächsten Regulierungsperiode sinken. Weil flexible Kapazität in der Folgeperiode günstiger ist, wird der Medianbedarf der Marktteilnehmer in der Stufe 1 dieser nachfolgenden Regulierungsperiode jedoch höher ausfallen. Es wird nur schwer möglich sein, im Voraus abzuschätzen, wie sehr sich der Preis reduzieren und wieviel höher der Medianbedarf ausfallen wird. Aufgrund dieses neuen Medianbedarfs ergibt sich eine neue optimale zusätzlich zu beschaffende Menge und eine neue optimale Gesamtmenge. Hat der Regulierer die Erhöhung des Medianbedarfs durch die Preisreduktion zuvor nicht bereits berücksichtigt oder unterschätzt er sie, so wird die von ihm induzierte Änderung der Gesamtmenge an flexibler Kapazität zu hoch ausgefallen sein. Dies würde wiederum neue Anpassungen notwendig machen und zusätzliche Unsicherheit im Markt geschaffen. Durch moderate Anpassungspfade über mehrere Regulierungsperioden hinweg kann ein Überschießen bei Anpassungen verhindert und dem Markt Sicherheit gegeben werden. Der Regulierer erhält durch das Beobachten der Medianbedarfe folglich Informationen, die er nutzen kann, um die Menge der insgesamt vorgehaltenen flexiblen Kapazität zu optimieren. Dies ist ein klarer Vorteil gegenüber rein zentralen oder rein dezentralen Kapazitätsmärkten. Gleichzeitig sollten die Schritte zum Optimum für den Markt vorhersehbar ausfallen. Auf diese Weise werden Unsicherheiten vermieden, die im Rahmen der Anpassungsschritte entstehen könnten.

201. Ein zusätzlicher Vorteil der ausschließlich zusätzlichen Beschaffung durch den Regulierer ist, dass diese sich auch als ein Sicherheitsmechanismus für Krisensituationen eignet. Selbst wenn schlimmstenfalls, z. B. aufgrund exogener Schocks oder hoher Unsicherheit über den angemessenen Marktpreis, der dezentrale Markt in Stufe 1 temporär nicht voll funktionstüchtig sein sollte, steht immer noch ein vollfunktionstüchtiger zentraler Markt in Stufe 2 zur Verfügung, über den der Regulierer die Versorgungssicherheit dennoch herstellen kann.

202. Hinsichtlich der Beschaffung selbst sollte der Regulierer die gleichen technischen Kriterien zugrunde legen, die auch im Zertifizierungsprozess der Stufe 1 gelten. Auf diese Weise wird

sichergestellt, dass nicht einzelne Anlagenbetreiber den Prozess der staatlichen Beschaffung in Stufe 2 gegenüber der Zertifizierung in Stufe 2 bevorzugen und auf diese Weise das Marktergebnis in Stufe 1 verzerren.

3.4.3 Grundzüge des Spotmarktes in Knappheitssituationen (Stufe 3)

203. In dieser Stufe wird – wie unter dem derzeitigen System – Arbeit, das heißt Strom, gehandelt. Der etablierte Stromhandel bliebe also grundsätzlich in seiner heutigen Form erhalten. Im Falle von Knappheitssituationen würde er um eine Pönale ergänzt. Diese Pönale wäre so auszugestalten, dass Nachfrager einen Vorteil erlangen, wenn die von ihnen in einer Knappheitssituation nachgefragte Menge jener Menge entspricht, die sie mit Zertifikaten abdecken können.

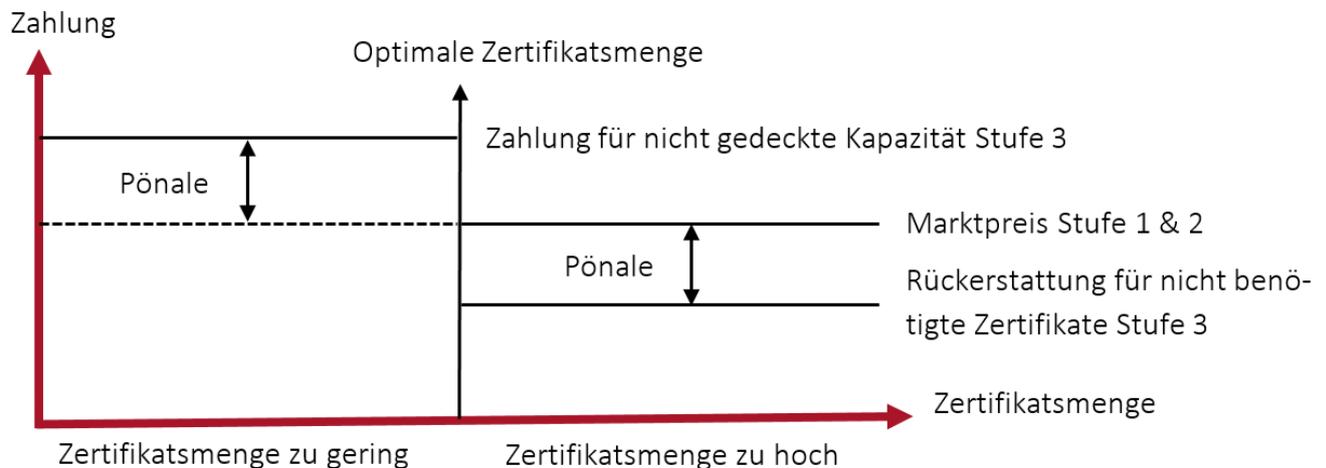
204. Ein theoretisch optimales Pönalensystem würde dazu führen, dass die Marktteilnehmer in Stufe 1 gemeinschaftlich genau die Kapazitätsmenge beschaffen, ab der weitere Investitionen in Versorgungssicherheit die erwarteten Kosten aus Preisspitzen bzw. Black- oder Brown-out nicht mehr aufwiegen würden. In diesem Fall wäre keine zusätzliche Beschaffung durch den Regulierer notwendig. In der wissenschaftlichen Literatur ist unstrittig, dass es unter Berücksichtigung des „Missing Money“-Problems nicht möglich ist, Nachfrager dazu anzureizen, diese optimale Kapazitätsmenge nachzufragen.¹⁶⁰ Der Regulierer wiederum kann aufgrund der fehlenden Informationen über die Investitionskosten der einzelnen Marktteilnehmer über diese Menge nur Mutmaßungen anstellen. Diese Mutmaßungen durch Marktuntersuchungen zu fundieren, um ein theoretisch optimales Pönalensystem zu schaffen, ist eine hochkomplexe Aufgabe und kann dem Regulierer in der Realität nur unvollkommen gelingen.

205. Weitaus weniger komplex ist es, ein Pönalensystem zu schaffen, das Marktteilnehmer dazu anreizt, ihren Medianbedarf abzuschätzen und gegenüber dem Regulierer zu offenbaren. Mit dem Medianbedarf wird für den Regulierer zumindest die Basisnachfrage beobachtbar. Dafür bedarf es eines Mechanismus, bei dem Nachfrager eine Pönale zahlen, wenn sie weniger oder mehr Kapazität benötigen, als sie vorab verbindlich ankündigen. Ist der monetäre Nachteil des Nachfragers genauso hoch, wenn er seinen Bedarf in Knappheitssituationen unterschätzt, wie wenn er ihn überschätzt, wird er bestrebt sein, seinen Bedarf so exakt wie möglich zu bestimmen. Dieses einfache Prinzip lässt sich problemlos in einen dezentralen Kapazitätsmarkt integrieren. Fragt ein Nachfrager in einer Knappheitssituation mehr Kapazität nach, als er mit Zertifikaten unterlegen kann, muss er für den zusätzlichen Bedarf pro Watt einen Betrag zahlen, der dem Zertifikatspreis plus einer Pönale entspricht. Dies macht es zunächst einmal unattraktiv, eine geringe Zertifikatsmenge zu wählen. Ermöglicht man den Marktteilnehmer zusätzlich noch, jene Zertifikate zum Marktpreis zurückzugeben, die in der Regulierungsperiode nicht benötigt wurden, ist sichergestellt, dass ein Nachfrager mindestens so viel Zertifikate erwerben wird, wie er zu brauchen erwartet. Um zu verhindern, dass er über seinen Medianbedarf hinaus noch weitere Zertifikate vorhält, sollte die Rückgabe jedoch nicht zu attraktiv sein. Dies wäre gewährleistet, wenn der Marktteilnehmer bei der Rückgabe nur den Marktpreis abzüglich einer Pönale für jedes nicht benötigte Zertifikat erhält. Ist die Pönale genauso hoch wie jene Pönale,

¹⁶⁰ Joskow, Paul L. und Jean Tirole, „Reliability and Competitive Electricity Markets“, *Rand Journal of Economics* 38(1), 2007, S. 68–84.

die er pro Zertifikat zahlt, dass er zu wenig vorhält, ist das Vorhalten zu vieler Zertifikate genauso unattraktiv wie zu wenige Zertifikate vorzuhalten.

Abbildung 3.4: Finanzieller Vorteil bei zutreffender Abschätzung der Zertifikatsmenge



Quelle: Eigene Darstellung.

206. Durch diesen in Abbildung 3.4 skizzierten Mechanismus vermeidet ein Marktteilnehmer die Zahlung von Pönalen exakt dann, wenn seine Nachfrage in Knappheitssituationen seiner vorgehaltenen Zertifikatsmenge entspricht. Für jede Abweichung fällt hingegen die Pönale an. Marktteilnehmer werden daher eine Zertifikatsmenge gemäß ihres Medianbedarfs wählen, was wiederum dazu führt, dass der Regulierer zumindest ein Bild davon erhält, wie der Kapazitätsbedarf in einer Knappheitssituation wahrscheinlich aussieht. Seine Analyse kann sich dann auf die Abschätzung zusätzlicher Bedarfe in Ausnahmesituationen konzentrieren.

3.5 Detaillierte Ausgestaltung einzelner Parameter

207. Das in Kapitel 3.4 vorgeschlagene wettbewerbsgesteuerte Kapazitätsmarktmodell verfügt über viele Parameter, deren detaillierte Ausgestaltung von hoher Bedeutung ist. Auf diese wird nachfolgend im Einzelnen eingegangen.

3.5.1 Knappheitssituationen und Zertifizierungsregeln definieren

208. Grundvoraussetzung für eine sinnvolle Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten im klimaneutralen Stromsystem ist eine klare Definition der Worst-Case-Szenarien, die mit Blick auf ein wirtschaftlich sinnvolles Niveau von Versorgungssicherheit gerade noch aufgefangen werden sollen. In Bezug auf die steuerbaren Kapazitäten, können solche Knappheitssituationen sowohl saisonale als auch kurzzeitige Schwankungen oder auch die Deckung mehr oder weniger langer Dunkelflauten in den Wintermonaten umfassen. Erst durch die Definition des anzustrebenden Ziels in Form eines anzustrebenden Versorgungssicherheitsniveaus, kann eine effiziente Ausgestaltung identifiziert werden.

209. Die durch einen hohen Anteil von erneuerbaren Energien induzierten Knappheitssituationen variieren hinsichtlich ihrer Intensität und Dauer. Aus einer Vorgabe hinsichtlich der Dauer,

wie lange eine steuerbare Anlage mit einer bestimmten Technologie mindestens Kapazität zur Verfügung stellen können muss, ergeben sich Implikationen hinsichtlich ihres jeweiligen Beitrags zur Sicherstellung der Versorgung. Ein Beispiel stellt die Abdeckung einer mehrtägigen Dunkelflaute dar. Die Versorgung durch einen einzelnen Batteriespeicher kann aus technischen Gründen einen solchen mehrtägigen Zeitraum heute in aller Regel nur teilweise abdecken. Entsprechend bedürfte es hierzu des Einsatzes mehrerer Batteriespeicher, die nacheinander zum Einsatz kommen. Demgegenüber steht eine Wasserstoffturbine in der Regel auch zur Überbrückung längerer Zeiträume zur Verfügung.

210. Es ist daher notwendig, den Beitrag, den eine konkrete steuerbare Kapazität zur Darstellung der Versorgungssicherheit bei einem vordefinierten Knappheitsniveau besitzt, konkret zu berücksichtigen. Dies könnte im Prozess der Zertifizierung von Kapazitäten erfolgen. Anbieter, die sich verpflichten eine steuerbare Kapazität in dem vordefinierten Zeitraum bereitzustellen, durchlaufen hierbei abhängig von der verwendeten Technologie ein sog. De-Rating. Dabei wird die zertifizierte Leistung einer Technologie von ihrer Fähigkeit abhängig gemacht, zur Deckung der vordefinierten Knappheitssituationen beizutragen. Der Zertifizierungs- und De-Rating-Prozess sollte dabei so technologieoffen wie möglich gestaltet sein.

211. In der Praxis werden z. B. in Italien und Belgien bereits solche De-Rating-Faktoren eingesetzt.¹⁶¹ Sie geben an, welcher Anteil der Nennleistung ein Kraftwerkstyp in Knappheitssituationen üblicherweise erbringt. Ausschlaggebend für das De-Rating sind folglich auch die in der Vergangenheit gemessenen Beiträge der verschiedenen Anlagentypen in Knappheitssituationen.¹⁶² Treten Knappheitssituationen z. B. häufig bei Windstille auf, werden Windkraftträder – in einem Kapazitätsmarkt in dem solche nicht-steuerbaren Kapazitäten eingeschlossen sind – einen nur sehr geringen De-Rating-Faktor erreichen können.

212. Zu unterscheiden sind ferner kurzzeitige Knappheitssituationen, wie sie z. B. bei Spitzen in der Nachfrage entstehen können und mehrtägigen Knappheitssituationen, wie sie z. B. auftreten, wenn Windaufkommen und Sonnenstunden zeitgleich über einen längeren Zeitraum gering sind. Diese Situationen können auch simultan auftreten, wenn es zu Nachfragespitzen während einer mehrtägigen Knappheit kommt.¹⁶³ Ist der Strombedarf in der Spitze bei kurzzeitigen Knappheitssituationen signifikant höher als bei längeren Knappheiten, dann wäre eine strukturelle Segmentierung des Kapazitätsmarktes zu prüfen. Ein Teil der Kapazität könnte für kurzfristige Knappheitssituationen vorgesehen werden. In diesen Situationen könnten vor allem Speichertechnologien Kostenvorteile besitzen. Tritt der maximale Bedarf steuerbarer Ka-

¹⁶¹ ZEW, Künftiges Energiemarktdesign – Ausgestaltung eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktmodells 2023, S. 27.

¹⁶² ZEW, Künftiges Energiemarktdesign – Ausgestaltung eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktmodells 2023, S. 26.

¹⁶³ ZEW, Künftiges Energiemarktdesign – Ausgestaltung eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktmodells 2023, S. 38

pazitäten hingegen in den längsten zu deckenden Knappheitsperioden auf, ist keine Segmentierung nicht notwendig. Die Bedarfe könnten dann unabhängig von Dauer und Intensität auch effizient durch auf mehrtägige Verfügbarkeit ausgerichtete Kraftwerke abgedeckt werden.¹⁶⁴

213. Zu klären ist auch, anhand welches Kriteriums das Eintreten einer Knappheitssituation in Stufe 3 bestimmt werden soll. Am besten geeignet scheint ein Ansatz aus Frankreich. Frankreich hat eine feste Anzahl von Knappheitstagen pro Regulierungsperiode festgelegt,¹⁶⁵ an denen der Kapazitätsmechanismus aktiviert wird.¹⁶⁶ Damit die Aktivierung an jenen Tagen erfolgt, in denen tatsächlich eine Knappheit besteht, werden die Tage mit der höchsten Knappheit über einen Algorithmus bestimmt.¹⁶⁷ Eine feste Anzahl von Knappheitstagen kann mögliche Unsicherheiten der Marktteilnehmer darüber, ob sich der Zertifizierungsprozess bzw. ein Zertifikatserwerb lohnt, erheblich verringern. Mögliche Spekulationen von Marktteilnehmern, dass keine oder sehr wenige Knappheitssituationen in einer Regulierungsperiode auftreten, entfallen.

3.5.2 Verfügbarkeit der Kapazität auf der Erzeugerseite sicherstellen

214. Sowohl bei bereits gebauten als auch bei neu geplanten Anlagen muss sichergestellt werden, dass diese zum Zeitpunkt der Stromlieferung tatsächlich verfügbar sind. Zu diesem Zweck ist es erforderlich, dass Erzeuger eine Strafe zahlen müssen, wenn eine Anlage nicht verfügbar ist. Diese ist nicht zu verwechseln mit der Pönale, die diejenigen Nachfrager zahlen müssen, welche nicht entsprechend der von ihnen zertifizierten Kapazitätsmenge Strom nachfragen. Strafzahlungen für Erzeuger, die ihren Angebotsverpflichtungen nicht nachkommen, existieren u. a. auf den Kapazitätsmärkten in Großbritannien, Belgien, Frankreich, Italien und Polen.¹⁶⁸ Bei der Höhe der Strafe ist sicherzustellen, dass diese spürbar ist.¹⁶⁹ Zugleich sollte bedacht werden, dass die Erzeuger das Risiko einer Strafzahlung in ihrem Preis auf den Kapazitätsmärkten

¹⁶⁴ ZEW, Künftiges Energiemarktdesign – Ausgestaltung eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktmodells 2023, S. 38 f.

¹⁶⁵ Derzeit gibt es in Frankreich 15 Knappheitstage pro Regulierungsperiode, in denen Nachfrager Zertifikate vorweisen müssen. Die Erzeuger müssen darüber hinaus noch an zehn weiteren Tagen ein Gebot auf dem Spotmarkt abgeben. Ist ein Erzeuger dazu nicht in der Lage, wird eine Strafzahlung – nicht zu verwechseln mit der Pönale – fällig. ZEW, Künftiges Energiemarktdesign – Ausgestaltung eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktmodells 2023, S. 45 und S. 47 f.

¹⁶⁶ ZEW, Künftiges Energiemarktdesign – Ausgestaltung eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktmodells 2023, S. 45.

¹⁶⁷ ZEW, Künftiges Energiemarktdesign – Ausgestaltung eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktmodells 2023, S. 45.

¹⁶⁸ ZEW, Künftiges Energiemarktdesign – Ausgestaltung eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktmodells 2023, S. 48.

¹⁶⁹ ZEW, Künftiges Energiemarktdesign – Ausgestaltung eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktmodells 2023, S. 28.

berücksichtigen werden.¹⁷⁰ Es kann z. B. zu einer unverschuldeten Nicht-Verfügbarkeit kommen, wenn Knappheitsereignisse auf ungeplante Wartungstage fallen. Daher sollte die Strafe zwar nicht zu niedrig, aber auch nicht zu hoch gewählt werden. Da es hier bereits Erfahrungen in anderen Ländern gibt, können diese Orientierung bei der Festlegung der Höhe bieten.

215. Um die Prüfung, ob eine Anlage tatsächlich gebaut wurde, möglichst bürokratiearm zu gestalten, besteht in vielen Kapazitätsmärkten eine Verfügbarkeitsverpflichtung.¹⁷¹ Anbieter, die in Stufe 1 oder 2 Kapazität zertifiziert bzw. veräußert haben, verpflichten sich in Knappheitssituationen auf dem Spotmarkt anzubieten. Der Regulierer kann sich dann in erster Linie darauf konzentrieren zu prüfen, ob die Angebote tatsächlich vorhanden sind.

216. Darüber hinaus könnte zum Zeitpunkt der Zertifikatsvergabe in Stufe 1 bzw. der Vergabe in Stufe 2 geprüft werden, ob der Erzeuger fähig ist, die Kapazität tatsächlich bereitzustellen. Hierfür könnte z. B. kontrolliert werden, ob der Erzeuger zuverlässig¹⁷², fachkundig und ausreichend leistungsfähig ist, sowie, im Fall von Neu- und Erweiterungsbauten, ob seine Planungen geeignet sind. Teil der Prüfung könnte auch die Frage sein, ob die betreffende Anlage tatsächlich zur Versorgungssicherheit beitragen würde und ob die Zertifizierung bzw. Vergabe mit der Förderung eines nachhaltig wettbewerbsorientierten Marktes in Einklang steht.¹⁷³ Letzteres wäre z. B. möglicherweise nicht der Fall, wenn es bei von einem marktbeherrschenden Anbieter zertifizierter Kapazität zu Auffälligkeiten kommt.¹⁷⁴

3.5.3 Pönale auf der Nachfrageseite nicht zu niedrig ansetzen

217. Wie bereits erwähnt, ist es grundsätzlich sinnvoll, dass die Pönale für nichtgedeckte Kapazitätsbedarfe genauso hoch ist wie die Pönale für die Rückgabe von nicht genutzten Zertifikaten. Offen ist die Frage, wie hoch diese Pönale ausfallen sollte. Dabei sollte beachtet werden, dass über die Pönale langfristig die Streuung der Nachfrage in Knappheitssituationen beeinflusst wird. Je höher die Pönale ist, umso stärker sind die unmittelbaren Anreize für Marktteilnehmer, außergewöhnliche Mehr- oder Minderbedarfe zu vermeiden. Dies hat Auswirkungen auf den langfristigen Technologiewettbewerb, weil es für Marktteilnehmer attraktiver wird, in Technologien zu investieren, die helfen, hohe Nachfrageschwankungen insbesondere in den definierten Knappheitssituationen zu vermeiden. Auf lange Sicht könnte dies die gesamtwirtschaftlichen Kosten für Versorgungssicherheit senken, indem Unsicherheit im Hinblick auf außergewöhnliche Mehrbedarfe auf der Nachfrageseite reduziert wird.

¹⁷⁰ ZEW, Künftiges Energiemarktdesign – Ausgestaltung eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktmodells 2023, S. 48.

¹⁷¹ ZEW, Künftiges Energiemarktdesign – Ausgestaltung eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktmodells 2023, S. 46.

¹⁷² Vgl. § 35 Abs. 1 GewO.

¹⁷³ Siehe § 125 Abs. 3 TKG für ein Prüfverfahren mit ähnlichen Kriterien.

¹⁷⁴ Denkbar wäre z. B., dass ein marktmächtiger Anbieter den Zubau einer unrealistischen Menge an Kapazität ankündigt, diese zertifiziert und unter temporärer Inkaufnahme von Strafzahlungen Wettbewerber, die für ihre Zertifikate keine Abnehmer finden, langfristig verdrängt.

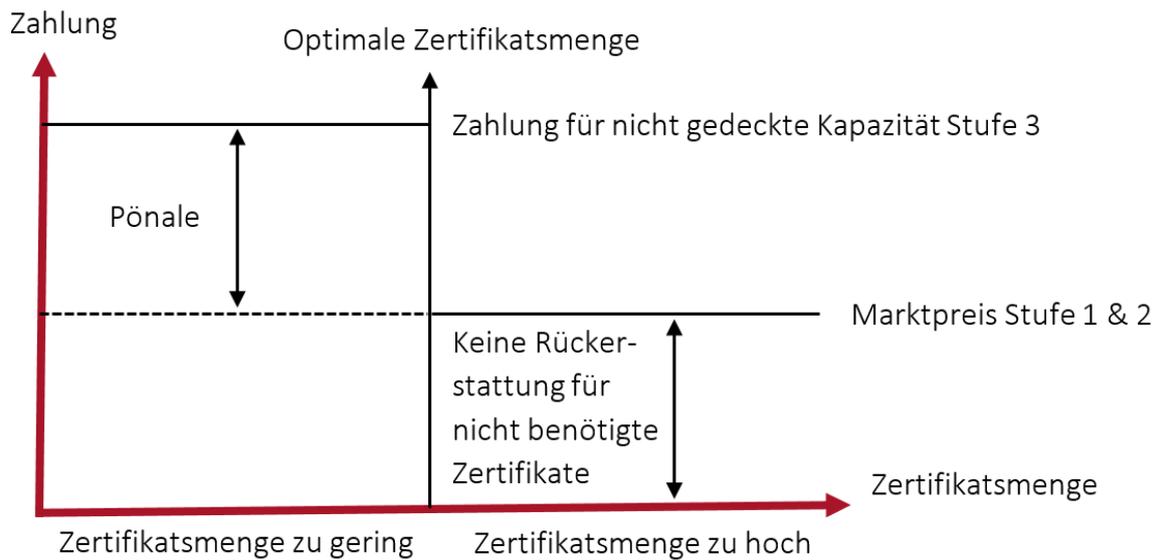
218. Eine hohe Pönale ermöglicht es zudem, die Kosten für vom Staat beschaffte Zusatzkapazität mindestens teilweise zu decken. Dabei würden vor allem jene belastet, die zur Notwendigkeit der Zusatzkapazitäten beitragen. Eine allgemeine Umlage zur Finanzierung der Kosten, die alle Marktteilnehmer belasten würde, könnte entsprechend geringer ausfallen oder gar gänzlich entfallen.

219. Für eine hohe Pönale spricht auch, dass damit möglichen Problemen mit Marktmacht auf der Erzeugerseite vorgebeugt würde. Grundsätzlich ist es denkbar, dass es Erzeugern durch Marktmacht oder kollusives Verhalten gelingt, bei dem Vergabeverfahren des Staates in Stufe 2 den Preis hochzutreiben. Dadurch erhalten die Erzeuger zum einen hohe Preise für die an den Staat veräußerten Kapazitäten in Stufe 2. Zum anderen können sie ihre Zertifikate aus Stufe 1 zu dem hohen Preis zurückgeben, wenn auch abzüglich der Pönale. Würde die Pönale sehr gering angesetzt, könnten sie bei überhöhten Preisen aus der staatlichen Beschaffung mit der Rückgabe eine Arbitrage erzielen.¹⁷⁵

220. Mit einer bestimmten Ausgestaltung der Pönalenhöhe lässt sich ggf. auch vollständig auf eine Rückgabeoption für Zertifikate verzichten. Voraussetzung dafür, dass die Marktteilnehmer dennoch Kapazität in Höhe des Medianbedarfs zertifizieren ist, dass der monetäre Nachteil, wenn zu wenig Zertifikate vorgehalten werden, trotzdem genauso groß ist, wie der monetäre Nachteil, wenn zu viel Zertifikate vorgehalten werden.

221. Ausgangspunkt der Betrachtung sei ein Marktteilnehmer der exakt seine Bedarfsmenge zertifiziert hat. Im Vergleich zu diesem erleiden Marktteilnehmer, die zu viel Zertifikate vorhalten einen Nachteil, in der Höhe des Marktpreises für die Zertifikate, die nicht genutzt wurden, weil sie die Ausgaben für diese Zertifikate hätten vermeiden können. Nun muss es, wieder im Vergleich zu einem Marktteilnehmer der exakt seine Bedarfsmenge zertifiziert hat, ebenso unattraktiv sein, zu wenig Zertifikate vorzuhalten. Dafür muss die Pönale genau dem Marktpreis für Zertifikate entsprechen. Marktteilnehmer, die zu wenig vorhalten, zahlen also den Zertifikatpreis plus noch einmal eine Pönale in Höhe des Zertifikatpreises. Auf diese Weise ist der monetäre Nachteil des Vorhaltens von zu wenig Zertifikaten ebenso hoch wie der monetäre Nachteil, zu viel Zertifikate vorzuhalten. Die Situation ist in Abbildung 3.5 illustriert. Der für die Organisation der Zertifikatsrückgabe notwendige bürokratische Aufwand würde entfallen. Das gilt auch für die Gefahr, dass Anbieter ihre Marktmacht nutzen, um diesen Rückgabemechanismus zu ihren Gunsten zu missbrauchen. Gleichwohl würden insbesondere Marktteilnehmer mit einer volatilen Nachfrage durch die hohe Pönale finanziell stark belastet werden.

¹⁷⁵ Im Extremfall könnte dies sogar zu Anreizen für Erzeuger führen, weit mehr Kapazität zu zertifizieren als der Markt in Knappheitssituationen benötigt. Marktmächtige Anbieter von Kapazität könnten hohe Mengen flexibler Kapazität in Stufe 1 zertifizieren, in Stufe 2 den Preis der staatlichen Beschaffung hoch treiben und für die Überschussmenge aus Stufe 1 den Rückgabepreis kassieren.

Abbildung 3.5: Pönale entspricht Marktpreis

Quelle: Eigene Darstellung.

3.5.4 Keine Unterscheidung von alten und neuen Anlagen

222. Bei der Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten stellt sich grundsätzlich die Frage, ob Bestandsanlagen anders zu behandeln sind als neu zu errichtende. Für eine solche Trennung spricht auf den ersten Blick, dass bei bestehenden Anlagen keine Kosten für die Errichtung anfallen. Entspricht der Marktpreis in Stufe 1 und 2 dem Preis, der für die Neuerrichtung einer Anlage anfällt, könnte bei bestehenden Kraftwerken die Finanzierung am Kapazitätsmarkt zu zusätzlichen Renditen – sog. Windfall-Profits – führen.

223. Tatsächlich dürften diese Mehrerträge jedoch deutlich geringer ausfallen, als dies auf den ersten Blick zu erwarten ist. Dies lässt sich verdeutlichen, wenn man sich zunächst vor Augen führt, dass in der betrieblichen Praxis Abschreibungen auf angeschaffte Anlagen über deren Lebensdauer vorgenommen werden. Die Kosten für die Errichtung einer neuen Anlage werden also in einer idealen Abschreibungslogik über die Lebensdauer verteilt. Eine Altanlage im letzten Jahr ihrer Lebensdauer muss dementsprechend die Abschreibungen eines Jahres genauso erwirtschaften wie eine Neuanlage. Die Schaffung eines Kapazitätsmarktes bewirkt nun vor allem, dass die Deckungsbeiträge, die in einem bestimmten Zeitraum anfallen, aus dem Markt in den Kapazitätsmarkt wandern. Darüber hinaus gehen in einem idealen Regulierungsumfeld, in dem Altanlagen und Neuanlagen miteinander konkurrieren, die Erhaltungsinvestitionskosten einer Altanlage und die Investitionskosten einer Neuanlage jeweils anteilig in die Investitionsabwägung der Marktakteure ein und beeinflussen so z.B. die Entscheidung, ob der Weiterbetrieb bzw. die Erneuerung (sog. Repowering) einer Altanlage oder der Neubau einer Anlage erfolgen.

224. Die gemeinsame Behandlung von Alt- und Neuanlagen hilft somit zu bestimmen, ob eine Neuerrichtung volkswirtschaftlich sinnvoll ist. Faktisch ist allerdings davon auszugehen, dass es z. B. durch Unvollkommenheiten in der Abschreibungspraxis, unterschiedliche Fördermittel in

den Errichtungskosten von Bestandsanlagen und andere Effekte zu Verzerrungen in der Finanzierung kommt. Auch eine Teilung des Kapazitätsmarktes zwischen Alt- und Neuanlagen führt jedoch nicht zwingend zu einer effizienteren Lösung, weil hierdurch neue Ineffizienzen bei der Entscheidung zwischen Neuerrichtung und Weiterbetrieb entstehen, durch die die Kapazitätsallokation verzerrt werden könnte.

225. Denkbar wäre eine für Altanlagen zu schaffende Regel, durch die eine Marktmachtausübung in Form von Kapazitätszurückhaltung verhindert werden soll. Die Teilnahme von Altanlagen am Kapazitätsmarkt könnte verpflichtend vorgegeben werden, um eine strategische Zurückhaltung von Bestandsanlagen zu vermeiden.¹⁷⁶ Im hier vorgeschlagenen mehrstufigen Kapazitätsmechanismus hieße das, dass Altanlagenbetreiber verpflichtet werden könnten, ihre Anlagen entweder in Stufe 1 zertifizieren zu lassen oder in Stufe 2 bei der Auktion des Staates anzubieten oder stillzulegen. Entscheiden sie sich für ein Angebot in Stufe 2 könnten ferner Null-Gebote vorgeschrieben werden. Das bedeutet, dass diese Anlagenbetreiber zwar den in der Auktion ermittelten Preis erhalten, jedoch nicht aktiv an der Auktion teilnehmen können. Dadurch kann eine Kapazitätszurückhaltung mittels sehr hoher Gebote verhindert werden. Eine solche Regel kann gerechtfertigt sein, wenn die konkrete Konfiguration des Kapazitätsmechanismus die Ausübung von Marktmacht erwarten ließe.

226. Eine Unterscheidung von Neu- und Bestandsanlagen in nur einer der beiden ersten Stufen des Kapazitätsmarktes könnte zudem mit dem vorgeschlagenen Kapazitätsmarktmodell in Konflikt stehen. Die Unterscheidung würde, sofern sie irgendeine Wirkung entfaltet, zwangsläufig zu Verzerrungen im Kapazitätsmechanismus führen. Würde sich der Staat bei der Kapazitätsbeschaffung etwa auf Neuanlagen beschränken, könnte dies dazu führen, dass sich in Stufe 2 tendenziell höhere Marktpreise einstellen. Entspräche die Pönale bei Unterdeckung nun beispielsweise, wie in Abschnitt 3.5.3 vorgeschlagen, dem doppelten Preis den der Staat in Stufe 2 für Kapazität bezahlen muss, hätte dies Auswirkungen auf die Symmetrie der Strafzahlung: Bei Unterdeckung mit Zertifikaten entstünde für die Marktteilnehmer dann höhere Kosten, als bei Überdeckung mit Zertifikaten. Die Marktteilnehmer würden dann in Stufe 1 oberhalb ihres Medianbedarfes beschaffen.

3.5.5 Marktteilnehmer können Unsicherheiten durch Reliability-Optionen reduzieren

227. Bei den Verfügbarkeitsoptionen, häufig auch als Reliability-Optionen bezeichnet, handelt es sich faktisch um eine Höchstpreisvereinbarung zwischen dem Erzeuger und dem Halter der betreffenden Option. Steigt der Strompreis am Spotmarkt über den vereinbarten Höchstpreis, zahlt der Erzeuger die Differenz an den Halter der Option aus. Dadurch wird der Halter der Option vor Preisspitzen geschützt. Dies kann Unsicherheiten auf der Nachfragerseite abbauen. Knappheitssituationen sind naturgemäß mit Preisspitzen verbunden. Die Höhe dieser Preisspitzen kann Einfluss darauf haben, wieviel ein Nachfrager in einer Knappheitssituation nachfragt.

¹⁷⁶ Cramton, P., Ockenfels, A. Ökonomik und Design von Kapazitätsmärkten im Stromsektor, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 61.9, 2011, S. 14–15.

Entsprechend kann es dazu kommen, dass er aufgrund eines sehr hohen Spotmarktpreises weniger Kapazität nachfragt, als er mit Zertifikaten unterlegen könnte. Ist das Zertifikat mit einer Reliability-Option verknüpft, kann diese Situation nicht eintreten. Der Nachfrager würde lediglich den mit dem Erzeuger vereinbarten Optionspreis zahlen. Dies kann Unsicherheiten der Nachfrager über ihren Kapazitätsbedarf in Knappheitssituationen vermindern. Entsprechend weniger diesbezügliche Unsicherheit muss der Regulierer bei seiner Beschaffung in Stufe 2 berücksichtigen. Gleichzeitig bedeutet es, dass die betreffenden Nachfrager selbst bei extrem hohen Stromarbeitsmarktpreisen keinen Anreiz haben, ihre Nachfrage zu reduzieren. Dies ist mit Blick auf die Versorgungssicherheit ein erheblicher Nachteil, weil das Entstehen eines Nachfrageüberhangs in außergewöhnlichen Knappheitssituationen begünstigt wird.

228. Auch aus Sicht der Erzeuger wird durch die Reliability-Option zudem Unsicherheit abgebaut.¹⁷⁷ Ein Zertifikat mit Reliability-Option wird wahrscheinlich einen höheren Preis erzielen, als dies ein Zertifikat ohne Option täte. Erzeuger erhalten folglich eine höhere Zahlung, und zwar lange vor dem Lieferzeitraum. Hinzukommt, dass diese Zahlung nicht mit Unsicherheit behaftet ist. Ohne die Reliability-Option muss der Erzeuger stattdessen mit unsicheren Erträgen aus Preisspitzen kalkulieren. Insbesondere mit Blick auf die Finanzierung von Investitionen in Anlagen sind Unsicherheiten von Nachteil. Ein weiterer Vorteil der Reliability-Optionen könnte ferner darin liegen, dass die Möglichkeiten der Ausübung von Marktmacht eingeschränkt werden. Würde ein marktmächtiges Unternehmen Kapazität auf dem Stromarbeitsmarkt zurückhalten und so den erhöhten Marktpreis erhöhen, würde es von einem Preisanstieg oberhalb des Ausübungspreises nicht profitieren, falls es den Nachfragern die Differenz aufgrund der Option erstatten muss. Gleichzeitig ist jedoch zu berücksichtigen, dass Reliability-Optionen die Teilnahme des jeweiligen Erzeugers an den Terminmärkten des Stromarbeitsmarktes beeinträchtigen könnten. Verkauft ein Erzeuger am Terminmarkt zu einem Preis, der unterhalb des Optionspreises liegt, würde bei ihm beim Auslösen der Option ein Verlust in Höhe der Differenz zwischen Terminpreis und Optionspreis anfallen.

229. Insgesamt erscheint es der Monopolkommission nicht zwingend, dass Reliability-Optionen im Kapazitätsmarkt vorgegeben werden. Es ist unklar, ob Vor- oder Nachteile überwiegen. Als Teil des Vertragswettbewerbs, könnte es den Marktteilnehmern überlassen sein, ob sie eine Reliability-Option vereinbaren wollen oder nicht. Die Notwendigkeit einer strikten regulativen Verknüpfung hält die Monopolkommission derzeit für nicht gegeben.

3.5.6 Systemdienlichkeit der Kapazitätsstandorte marktkonform berücksichtigen

230. Nimmt der Anteil an erneuerbaren Energien im Strommix zu, hat dies nicht nur Auswirkungen auf die Frage, ob insgesamt genug Strom zur Deckung der landesweiten Nachfrage vorhanden ist. Insbesondere im Zusammenhang mit der Windenergie, die vor allem in Norddeutschland hohe Strommengen einspeist, stellt sich auch die Frage, wie das Stromnetz bei hohen und niedrigen Einspeisewerten stabil gehalten werden kann. Die Frage der Netzstabilität ist ein separat zu betrachtendes Problem. Es ist klar abzugrenzen von der bisher betrachteten

¹⁷⁷ Vazquez, C., M. Rivier, I.J. Perez-Arriaga, A market approach to long-term security of supply, IEEE Transactions on Power Systems 17(2), 2002, S. 349–357.

Frage, ob genügend Kapazität für Knappheitssituationen am Markt vorgehalten wird. Die Netzkapazität ist nicht nur und auch nicht in erster Linie in Situationen von Bedeutung, in denen Erzeugerkapazität knapp ist. Auch und gerade in Situationen hoher Einspeisungen kann es zu Ungleichgewichten im Stromnetz kommen, die z. B. einen kostenintensiven sog. Redispatch auf Basis steuerbarer Kapazitäten notwendig machen.

231. Die Stabilität des Stromnetzes wird durch sog. Systemdienstleistungen gewährleistet, zu denen u. a. auch der Redispatch gehört. Solche Dienstleistungen können z. B. durch steuerbare Kapazitäten erbracht werden, deren Leistung beim Vorliegen eines Ungleichgewichtes hoch- oder heruntergeregelt wird, um die Netzspannung stabil zu halten. Der Standort von Erzeugeranlagen ist in diesem Kontext ein wichtiger Faktor. Je besser Erzeugeranlagen aus netztechnischer Sicht platziert sind, desto eher können sie zur Gewährleistung der Netzstabilität beitragen.

232. Grundsätzlich wäre es daher denkbar, sowohl bei der Vergabe von Lizenzen in Stufe 1 als auch bei der staatlichen Vergabe in Stufe 2 die Standortwahl der Anlagen zu berücksichtigen. Dabei sollte jedoch bedacht werden, dass jeder derartige Eingriff hohe Risiken birgt. Werden z. B. nur bestimmte Standorte zertifiziert oder ausgeschrieben, wird dies Einfluss auf die Zahl der infrage kommenden Erzeuger haben. Je stärker die Standortwahl auf Basis der Netzdienlichkeit eingeschränkt wird, desto kleiner ist das Feld möglicher Anbieter und desto eher sind Wettbewerbsprobleme aufgrund von Marktmacht im Rahmen der Kapazitätsbeschaffung zu erwarten. International wie national sind in solchen Fällen bereits Probleme aufgetreten, weil sich an derart lokal eingeschränkten Vergabeverfahren zu wenig Bieter beteiligt haben.¹⁷⁸ Das führt zu hohen Vergabepreisen, kann in Einzelfällen die Vergabe sogar zum Scheitern bringen und birgt die Gefahr, dass auf den Kapazitätsmärkten eine Marktstruktur mit marktmächtigen Anbietern entsteht.

233. Eine Alternative läge in der gezielten Förderung bestimmter Standorte oder Regionen. Es ist allerdings problematisch, diese auf Basis von Effizienzkriterien festzulegen.¹⁷⁹ Insbesondere ein zu hoher Subventionsbetrag wird zu Mitnahmeeffekten führen. Ähnliches gilt für einer Mindestquote, die bestimmt, wieviel Kapazität mindestens in einer Region zugebaut werden soll.¹⁸⁰ Anlagen würden dann in einer Region auch bei höheren Preisen einen Zuschlag erhalten, wenn sie dazu beitragen, die jeweilige Mindestquote zu erreichen. Bei beiden Ansätzen, Subvention und Mindestquote würde sich die Wirkung außerdem ausschließlich auf Kraftwerke beschränken, die geeignet sind, zur Versorgungssicherheit beizutragen.

234. Für die Steuerung der Standortwahl von Anlagen mit Blick auf die Netzstabilität scheint eine Lösung am besten geeignet, die auf alle Kraftwerke wirkt und nicht nur auf jene, die zur

¹⁷⁸ ZEW, Künftiges Energiemarktdesign – Ausgestaltung eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktmodells 2023, S. 41 f.

¹⁷⁹ ZEW, Künftiges Energiemarktdesign – Ausgestaltung eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktmodells 2023, S. 40.

¹⁸⁰ ZEW, Künftiges Energiemarktdesign – Ausgestaltung eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktmodells 2023, S. 40.

Versorgungssicherheit beitragen. Derzeit wird als eine Lösung die Einrichtung von lokalen Gebotszonen auf dem Spotmarkt diskutiert. Abzuwarten bliebe, ob dadurch möglicherweise ausreichende Preissignale in den Markt gesandt werden, um durch höhere Erträge in unterversorgten Gebotszonen eine geeignete Lokalisation von Anlagen anzureizen. Gleichwohl würde die Einrichtung von neuen Gebotszonen in Deutschland einige Zeit in Anspruch nehmen.

235. Eine Lösung, die den Zubau von flexiblen Kapazitäten zum Zwecke der Systemdienlichkeit regional steuert, wäre notwendig, wenn dennoch größere Ungleichgewichte bei der Lokalisation des Zubaus flexibler Kraftwerke zu erwarten wären. In diesem Fall müssten regionale Vorgaben im Kapazitätsmarkt berücksichtigt werden. Hierbei wären Anforderungen der Systemdienlichkeit mit denen wettbewerblicher Zubaumöglichkeiten abzuwägen. Dies spräche dafür, die regionalen Zubauvorgaben so wenig einschränkend wie möglich ausfallen zu lassen.

3.6 Praktische Umsetzung

236. Die Ziele der Bundesregierung hinsichtlich Klimaneutralität lassen erwarten, dass der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung weiter schnell steigen wird. Dies macht aus Sicht der Monopolkommission die Umsetzung eines Kapazitätsmarktmodells zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit zeitnah erforderlich. Nachfolgend soll skizziert werden, wie dies bei dem vorgeschlagenen wettbewerbsgetriebenen Kapazitätsmarkt gelingen kann und welche Hürden bestehen.

3.6.1 Sukzessive Einführung der Stufen möglich

237. Das wettbewerbsgetriebene Kapazitätsmarktmodell bietet den Vorteil, dass der in ihm enthaltene vollfunktionstüchtige zentrale Kapazitätsmarkt zeitnah eingeführt werden kann. Zentrale Kapazitätsmärkte sind bereits in mehreren EU-Ländern im Einsatz. Eine Orientierung an diesen praktischen Beispielen, könnte eine schnelle rechtssichere Einführung erleichtern. Ist der zentrale Kapazitätsmarkt erfolgreich eingeführt, kann er anschließend zu dem vorgeschlagenen wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarkt erweitert werden. Das heißt, die in Stufe 1 und 3 beschriebenen Mechanismen können zu einem späteren Zeitpunkt aktiviert werden.¹⁸¹ Wichtig ist allerdings, dass bei Einführung eines zentralen Kapazitätsmechanismus dessen Weiterentwicklung zum wettbewerbsgetriebenen Kapazitätsmarkt bereits vorgeplant wird. Insbesondere sollte die Bereitstellung von flexibler Leistung nur für die geplante Laufzeit eines Kapazitätszertifikates ausgeschrieben werden. Auch in Folgeperioden, in denen die dezentrale Marktstufe 1 noch nicht initiiert wurde, sollte eine erneute Ausschreibung über diese kurze Laufzeit erfolgen. Auf diese Weise können beim erstmaligen Start der dezentralen Marktstufe 1 alle Anlagen am dezentralen Markt teilnehmen, ohne dass vorhergehende Vergütungen berücksichtigt werden müssten. Die Kapazität würde dann ab dem Start der dezentralen Marktstufe 1 nicht mehr primär durch die staatlichen Ausschreibungen vergütet, sondern durch die dezentrale Beschaffung der Marktakteure.

¹⁸¹ Ausgenommen ist natürlich die Prüfung, ob Anlagenbetreiber den Verfügbarkeitsverpflichtungen nachkommen, die sie in einem zentralen Kapazitätsmarkt eingegangen sind.

238. Die Ankündigung des Bundeswirtschaftsminister im August 2023, 8,8 Gigawatt an neuen Kraftwerken zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit ausschreiben zu wollen, beinhaltet bereits einen ersten Schritt zu einem zentralen Kapazitätsmechanismus.¹⁸² Bis 2035 sollen weitere Angebote für bis zu 15 Gigawatt eingeholt werden.¹⁸³ Die Integration solcher Anlagen in einen zukünftigen wettbewerbsgetriebenen Kapazitätsmarkt stellt allerdings eine Herausforderung dar, solange die schrittweise Weiterentwicklung nicht berücksichtigt wird. Wird etwa die Ausschreibung nicht auf die Zurverfügungstellung von Kapazität mit einer Laufzeit von z.B. einem Jahr begrenzt, könnte die ausgeschriebene Kapazität bei einer späteren Einführung einer dezentralen Marktstufe an dieser nicht mehr sinnvoll teilnehmen. Sie wäre dann bereits für die längere Laufzeit vergütet worden, sodass eine Teilnahme am wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarkt zur Doppelvergütung führen würde.

239. Daher ist der Bundesregierung zu empfehlen, nun möglichst kurzfristig eine „Roadmap“ für die Einführung eines dauerhaften Kapazitätsmechanismus festzulegen, bevor die Ausschreibung größerer Kapazitäten geplant wird. Im Rahmen der Einführung eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktes könnte zur Umsetzung bereits kurzfristig mit der zentralen Kapazitätsauktion begonnen werden. Eine verzögerte Aktivierung der Stufen 1 und 3 hätte dann den Vorteil, dass die Marktteilnehmer das Verhalten des Regulierers bereits über einige Regulierungsperioden hinweg beobachten konnten. Wie bereits erwähnt, kann es in Stufe 1 zu Problemen kommen, wenn Marktteilnehmer unsicher darüber sind, wieviel zusätzliche Kapazität der Regulierer in Stufe 2 beschaffen wird. Hat der Regulierer bereits über einige Perioden hinweg Kapazität beschafft, vermittelt dies den Marktteilnehmern einen Eindruck darüber, wieviel Kapazität dieser insgesamt für notwendig hält. Dies setzt natürlich voraus, dass der Regulierer bei der ersten Aktivierung der Stufe 1 keine erheblichen Änderungen hinsichtlich der insgesamt für Versorgungssicherheit vorgehaltenen Kapazität vornimmt. Er sollte vielmehr den Markt in Stufe 1 einige Regulierungsperioden lang beobachten, bis dieser eine gewisse Stabilität aufweist. Erst dann lässt sich das Marktergebnis verlässlich interpretieren. Ab diesem Zeitpunkt können auf Grundlage der in Stufe 1 beobachteten Menge transparente Anpassungen vorgenommen werden. Dabei gilt es, Änderungen zwischen zwei Regulierungsperioden in ihrem Ausmaß zu beschränken.¹⁸⁴ Sofern größere Anpassungen notwendig sind, sollte ein Anpassungspfad hinsichtlich der Gesamtmenge bekannt gegeben werden, der sich über mehrere Regulierungsperioden erstreckt. Auf diese Weise würden Unsicherheiten auf dem Zertifikatemarkt in Stufe 1 vermieden, die entstehen können, wenn dessen Akteure mit starken Anpassungen bei der vom Regulierer beschafften Menge in Stufe 2 rechnen müssen.

¹⁸² [spiegel.de, Habeck spricht von Durchbruch mit EU, 2023, https://www.spiegel.de/wirtschaft/kraftwerke-fuer-energie-wende-robert-habeck-spricht-von-durchbruch-mit-eu-a-3dca886f-db90-4b67-889a-215bfc1854ff](https://www.spiegel.de/wirtschaft/kraftwerke-fuer-energie-wende-robert-habeck-spricht-von-durchbruch-mit-eu-a-3dca886f-db90-4b67-889a-215bfc1854ff), Abruf am 10. August 2023.

¹⁸³ [spiegel.de, Habeck spricht von Durchbruch mit EU, 2023, https://www.spiegel.de/wirtschaft/kraftwerke-fuer-energie-wende-robert-habeck-spricht-von-durchbruch-mit-eu-a-3dca886f-db90-4b67-889a-215bfc1854ff](https://www.spiegel.de/wirtschaft/kraftwerke-fuer-energie-wende-robert-habeck-spricht-von-durchbruch-mit-eu-a-3dca886f-db90-4b67-889a-215bfc1854ff), Abruf am 10. August 2023.

¹⁸⁴ Siehe Tz. 196 f.

3.6.2 Rechtliche Hürden sind zu beachten

240. Das derzeitige EU-Recht beinhaltet einige Hürden, die der Einführung von Kapazitätsmärkten entgegenstehen. Hierzu gehören der in Art. 21 Abs. 4 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (EBM-VO)¹⁸⁵ niedergelegte allgemeine Grundsatz, dass den Mitgliedstaaten die Einführung eines Kapazitätsmechanismus nicht gestattet ist, wenn bei der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene bzw. — in Ermangelung einer Abschätzung auf nationaler Ebene — bei der Abschätzung auf europäischer Ebene keine Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen ermittelt wurden, d. h. genügend Kraftwerkskapazität vorhanden ist.¹⁸⁶ Die Beurteilung der Angemessenheit der Ressourcen erfolgt nach Maßgabe von Art. 23 EBM-VO (europäische Ebene) bzw. Art. 24 EBM-VO (nationale Ebene). Zu beachten ist ferner, dass ein Mitgliedstaat bei der Anwendung eines Kapazitätsmechanismus über einen Zuverlässigkeitsstandard verfügen muss, aus dem in transparenter Weise das notwendige Maß an Versorgungssicherheit des Mitgliedstaats hervorgeht (Art. 25 Abs. 1 S. 1 und 2 EBM-VO). Die Mitgliedstaaten müssen zudem beurteilen, ob die Bedenken mit einem Kapazitätsmechanismus in Form einer strategischen Reserve angegangen werden können. Nur wenn dies nicht der Fall ist, können die Mitgliedstaaten andere Kapazitätsmechanismen einsetzen (Art. 21 Abs. 3 EBM-VO). Außerdem sind Kapazitätsmechanismen gemäß Art. 21 Abs. 8 EBM-VO zeitlich befristet und werden von der Europäischen Kommission lediglich für einen Zeitraum von höchstens 10 Jahren genehmigt. Angesichts der vorgenannten Anforderungen an die Umsetzung eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktes empfiehlt die Monopolkommission, dass die Bundesregierung auf europäischer Ebene auf den Abbau dieser Hürden hinwirkt. Besonderer Wert sollte darauf gelegt werden, dass ein Kapazitätsmechanismus langfristig und rechtssicher eingeführt werden kann. Der derzeitige Zeithorizont von zehn Jahren ist mit Blick auf die Lebensdauer der für die Herstellung von Versorgungssicherheit infrage kommenden Anlagen eher ungeeignet und schafft unnötige Unsicherheit. Da nicht absehbar ist, ob und wann Kapazitätsmechanismen nach einer Energiewende obsolet werden könnten, wäre ein unbefristeter Zeitrahmen sachgerecht.

241. Hinsichtlich der Ausgestaltung des Kapazitätsmechanismus gibt es ebenfalls Vorgaben. Neben den Anforderungen des Art. 22 Abs. 1 EBM-VO, die für alle Kapazitätsmechanismen gelten, müssen bei der Gestaltung von Kapazitätsmechanismen, die keine strategischen Reserven sind, zusätzlich die Anforderungen des Art. 22 Abs. 3 EBM-VO beachtet werden. Demnach muss der Kapazitätsmechanismus zunächst sicherstellen, dass der für die Verfügbarkeit von Erzeugungskapazität gezahlte Preis automatisch gegen Null geht, wenn davon auszugehen ist, dass der Kapazitätsbedarf mit der bereitgestellten Kapazität gedeckt werden kann (Art. 22 Abs. 3 lit. a EBM-VO). Diese Anforderung wird vom vorgeschlagenen wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktmodell erfüllt. Ist der Kapazitätsbedarf aus dem Spotmarkt heraus gedeckt, werden Erzeuger weder in Stufe 1 noch in Stufe 2 Preise verlangen können, die über bloße Verwaltungskosten hinausgehen. Auch muss der Kapazitätsmechanismus vorsehen, dass den

¹⁸⁵ Verordnung (EU) 2019/943 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. L vom 14. Juni 2019, 89.

¹⁸⁶ Die Beurteilung von Bedenken soll auf europäischer Ebene erfolgen und kann durch eine nationale Abschätzung ergänzt werden; vgl. Erwägungsgrund 43 EBM-VO.

beteiligten Ressourcen nur ihre Verfügbarkeit vergütet wird und dass Entscheidungen des Kapazitätsanbieters über die Erzeugung durch die Vergütung nicht beeinflusst werden (Art. 22 Abs. 3 lit. b EBM-VO). Auch dies ist erfüllt. Das Angebot der Erzeuger am Spotmarkt wird von dem Mechanismus grundsätzlich nicht beeinflusst. Darüber hinaus ist vorzusehen, dass die Kapazitätsverpflichtungen zwischen den berechtigten Kapazitätsanbietern übertragbar sind (Art. 22 Abs. 3 lit. c EBM-VO). Diese Anforderung wäre bei handelbaren Zertifikaten erfüllt. Außerdem verlangt Art. 26 Abs. 1 EBM-VO, dass Kapazitätsmechanismen, die keine strategischen Reserven sind, grundsätzlich offen für die direkte grenzüberschreitende Beteiligung von in einem anderen Mitgliedstaat ansässige Kapazitätsanbieter sind. Einer solchen Beteiligung stünde im vorgeschlagenen Modell grundsätzlich nichts entgegen, wenn der betreffende Anbieter die Zertifikatskriterien erfüllt. Dabei wäre jedoch zu beachten, dass in möglicherweise länderübergreifenden Versorgungskrisen keine Verpflichtungen im Ursprungsland der Bereitstellung der Kapazität entgegenstehen sollten. So sollte z. B. sichergestellt werden, dass die Anlagen nicht bereits im Rahmen anderer Kapazitätsmärkte Verpflichtungen eingegangen sind.

3.7 Fazit und Empfehlungen

242. Die Stromerzeugung ist ein zentraler Bereich in der Wirtschaft. Das damit verbundene Marktdesign muss stetig neuen Anforderungen genügen. Die sehr ambitionierten Klimaschutzziele in Deutschland verdeutlichen die Notwendigkeit, beim Marktdesign nach effizienten und wettbewerbskonformen Lösungen zu suchen. Aus Sicht der Monopolkommission ist derzeit die zukünftige Sicherstellung der Versorgungssicherheit eines der wichtigsten Themen im Hinblick auf das Marktdesign im klimaneutralen Stromsystem. Insbesondere der geplante erhebliche Zubau von erneuerbaren Energien wird das derzeitige System an seine Grenzen führen.

243. Die Monopolkommission stellt fest, dass die bestehende strategische Reserve langfristig nicht das am besten geeignete Mittel ist, um Versorgungssicherheit auf den Energiemärkten herzustellen. Der Umfang der strategischen Reserve müsste im Rahmen der Energiewende wahrscheinlich massiv steigen. Dies ist nicht effizient, da die Anlagen in der strategischen Reserve dem Markt nur in Notfallsituationen zur Verfügung stehen und ansonsten nicht genutzt werden. Die Monopolkommission empfiehlt daher, einen Kapazitätsmarkt einzuführen. Der Vorteil eines Kapazitätsmarktes ist, dass Anlagen, die für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit vorgesehen sind, uneingeschränkt ihre Leistung jederzeit am Stromarbeitsmarkt anbieten können.

244. Die Monopolkommission empfiehlt, dass der Kapazitätsmarkt so gestaltet wird, dass der Regulierer in einem ersten Schritt zentral die für die Versorgungssicherheit notwendige Kapazität beschafft. Zentrale Kapazitätsmärkte sind in Europa erprobt und können rechtssicher zügig eingeführt werden. Die Monopolkommission empfiehlt darüber hinaus, dass in einem zweiten Schritt der zentrale Kapazitätsmarkt zu einem wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarkt erweitert wird. Dazu soll das in der Praxis bereits erprobte Modell des zentralen Kapazitätsmarktes mit dem ebenfalls in Europa bereits erprobten Konzept des dezentralen Kapazitätsmarktes kombiniert werden. Über den dezentralen Kapazitätsmarkt können die Marktteilnehmer ihren Basisbedarf an flexibler Kapazität in Knappheitssituationen eigenständig in einem wettbewerb-

lichen Handel beschaffen. Dadurch besteht insbesondere für Nachfrager ein Anreiz, den Stromverbrauch in Knappheitssituationen zu reduzieren. Außerdem wird es dem Regulierer möglich zu beobachten, wie hoch der Basisbedarf an flexibler Kapazität in Knappheitssituationen ist. Seine Rolle kann sich dadurch auf die Beschaffung zusätzlicher Kapazität für außergewöhnliche Bedarfe über einen zentralen Kapazitätsmarkt beschränken. Muss der Regulierer nicht, wie im zentralen Kapazitätsmarkt den Gesamtbedarf an flexibler Erzeugerkapazität, sondern nur noch den wesentlich kleineren zusätzlichen Bedarf für außergewöhnliche Knappheitssituationen abschätzen, reduziert dies seine etwaige Schätzfehler erheblich. Die vorgeschlagene Kombination verspricht daher eine effiziente kostensparende Lösung für ein mögliches Marktversagen bei der Gewährleistung von Versorgungssicherheit. Die Rolle des Regulierers wäre ähnlich wie bereits jetzt bei der Beschaffung der Kapazitäten für die strategische Reserve und es könnte auf entsprechende Erfahrungswerte zurückgegriffen werden.

Kapitel 4

Wettbewerbliche Herausforderungen bei der Schaffung eines Ladenetzes für die Elektromobilität

4.1 Lademärkte benötigen wettbewerblichen Ordnungsrahmen

245. Mit dem Wandel der Mobilität hin zu elektrisch betriebenen Fahrzeugen stellte sich für die Politik in den letzten Jahren die Frage, welche Bedingungen zu schaffen sind, damit eine flächendeckende Ladeinfrastruktur für diese Fahrzeuge effizient und schnell aufgebaut und betrieben werden kann. Hierzu wurden bereits in den 2010er Jahren sowohl auf EU-Ebene (EU-Richtlinie 2014/94/EU über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe)¹⁸⁷ als auch in Deutschland (Ladesäulenverordnung)¹⁸⁸ Anforderungen und Standards für den Aufbau von Ladeinfrastruktur geschaffen, die die Entstehung eines neuen Marktes für mobiles elektrisches Laden fördern sollen.

246. Der sich seitdem entwickelnde Lademarkt ist technisch und strukturell nur bedingt mit dem Betankungsmarkt für Verbrennungsfahrzeuge vergleichbar. Ein praktisch relevantes Unterscheidungsmerkmal ist, dass mobile Elektrofahrzeuge mit schon vorhandener Technik an privaten Stromnetzzugängen mit Antriebsenergie versorgt werden können. Zum Aufladen kann eine gewöhnliche Schutz-Kontakt -Steckdose oder eine leistungsstärkere Wallbox genutzt werden, die sich z. B. am eigenen Wohngrundstück oder auf dem Parkplatz eines Arbeitgebers befinden muss. Sofern vor allem die Möglichkeit des privaten Ladens betrachtet wird, ist neben dem Stromversorgungsnetz und dessen möglichen Ausbaubedarfs keine öffentlich zugängliche Infrastruktur zur Bereitstellung der Antriebsenergie erforderlich. Allerdings stehen private Lademöglichkeiten nicht allen Verbraucherinnen und Verbrauchern zur Verfügung. Sie sind auch nicht geeignet, um z. B. den (Nach-)Ladebedarf bei längeren Fahrstrecken zu decken. Daher werden ergänzend öffentliche Lademöglichkeiten benötigt, die eine spezifische Ladeinfrastruktur voraussetzen.¹⁸⁹ Dabei handelt es sich in der Regel um sogenannte Ladesäulen, die häufig über mehrere parallele Lademöglichkeiten, sog. Ladepunkte, verfügen.¹⁹⁰

247. Diese öffentliche Ladeinfrastruktur wurde in den letzten Jahren sukzessive aufgebaut. Das bei der Bundesnetzagentur angesiedelte Laderegister weist zum 1. April 2023 insgesamt etwa 88.000 öffentlich zugängliche Ladepunkte an rund 32.000 Standorten aus. Damit hat sich die

¹⁸⁷ Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, ABl. L 307 vom 28. Oktober 2014.

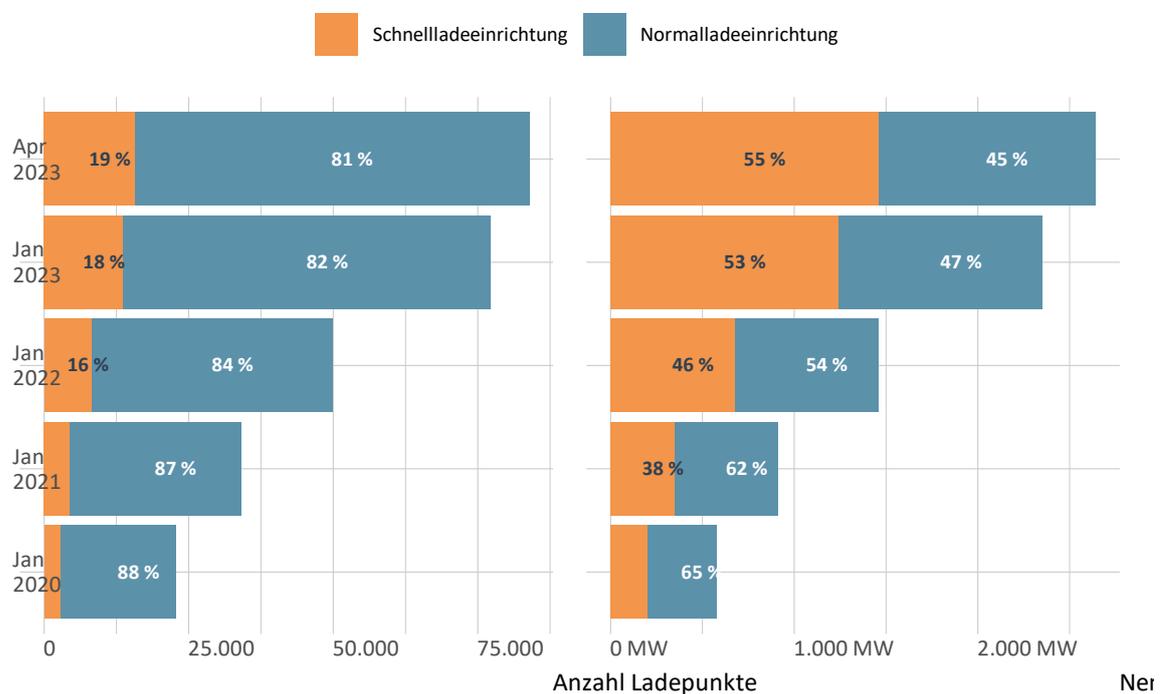
¹⁸⁸ Verordnung über technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile (Ladesäulenverordnung – LSV) v. 09.03.2016 (BGBl. I S. 457), zuletzt geändert durch Artikel 4 des Gesetzes vom 22. Mai 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 133).

¹⁸⁹ Monopolkommission, 8. Sektorgutachten Energie (2021), Wettbewerbschancen bei Strombörsen, E-Ladesäulen und Wasserstoff nutzen, Baden-Baden 2021, Tz. 131.

¹⁹⁰ Eine Lademöglichkeit für ein Fahrzeug wird als Ladepunkt bezeichnet. Ladesäulen – auch als Ladestationen bezeichnet – stellen hierbei die typische Infrastruktur von öffentlich zugänglichen Ladepunkten dar.

Zahl der Ladepunkte in den vergangenen zwei Jahren in mehr als verdoppelt. Gleichzeitig hat sich die kumulierte mögliche Ladeleistung aller installierten Ladepunkte sogar fast verdreifacht. Dieses Wachstum muss jedoch in Relation zum Wachstum der potenziellen Ladekundschaft gesehen werden. Nach Angaben des Kraftfahrtbundesamtes hat sich die Zahl der zugelassenen Pkw mit batterieelektrischem Antrieb allein im Jahr 2022 verdreifacht.¹⁹¹ Die Bundesregierung hat zudem Wachstumsziele für das deutsche Ladenetz vorgegeben, die weit über das bisherige Wachstum der Ladeangebote hinausgehen. So wird im Masterplan II Ladeinfrastruktur das Ziel des Masterplans I von 1 Mio. Ladepunkten bis 2030 beibehalten. Ob ein derart starker Ausbau in den kommenden Jahren tatsächlich notwendig ist, darf allerdings bezweifelt werden. Denn tatsächlich hängt der Bedarf an Ladepunkten stärker von der zur Verfügung stehenden kumulierten Ladeleistung als von deren Anzahl ab. Die Leistung des durchschnittlichen Ladepunktes ist in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen und dürfte sich mit dem Ausbau des Deutschlandnetzes¹⁹² weiter beschleunigen.

Abbildung 4.1: Anzahl und Leistung von Ladepunkten in Deutschland, 2020–2023



Anmerkung: Die Nennleistung der Ladeeinrichtungen gibt die insgesamt bundesweit gleichzeitig nutzbare Leistung der Ladepunkte an. Informationsstand: 1. April 2023.

Quelle: BNetzA; eigene Berechnungen

248. Durch das flächendeckende Angebot und den steigenden Ladebedarf aufgrund der erst beginnenden Durchdringung mit batterieelektrischen Fahrzeugen haben sich Lademärkte gebildet. Die Schaffung eines wettbewerbsspolitischen Rahmens für diese Märkte wurde von der Monopolkommission bereits in den Sektorgutachten nach § 62 EnWG in den Jahren 2019 und

¹⁹¹ Zahlen des Kraftfahrtbundesamts.

¹⁹² Gemeint sind die Bundesausschreibungen zu 150kW HPC-Ladepunkten. Vgl. Tz 253.

2021 begleitet. Im Rahmen des Markthochlaufs stellen sich jedoch weiterhin zahlreiche wettbewerbpolitische Fragen.

4.1.1 Kommunen, CPO und Förderregime: Relevante Unterschiede zwischen Tankstellen und Lademärkten

249. Auf den Lademärkten konkurrieren verschiedene Ladesäulenbetreiber (CPO) als Anbieter mit unterschiedlichen Angebotsqualitäten – vor allem in Bezug auf Standorte, Ladeleistung und -geschwindigkeit – und Preisen.¹⁹³ Vor allem der Fokus auf den Preis- und Standortwettbewerb ähnelt dabei dem Wettbewerb im Tankstellenmarkt. Auch Tankstellen versuchen durch besonders geeignete Standorte und gegenseitiges Unterbieten bei ihren Preisen Kundinnen und Kunden zu gewinnen. Allerdings unterscheiden sich die Voraussetzungen für wettbewerbliche Strukturen auf den Lademärkten auch in drei ganz wesentlichen Punkten von denen auf den Tankstellenmärkten:

250. Erstens ist die Knappheit der zum Aufbau von öffentlich zugänglichen Ladepunkten verfügbaren Standorte deutlich größer als im Tankstellenmarkt. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass Ladevorgänge im Durchschnitt deutlich länger dauern als Tankvorgänge und es daher mehr Ladepunkte als Zapfsäulen geben muss, um perspektivisch eine ähnliche Anzahl von Fahrzeugen mit Antriebsenergie zu versorgen. Damit einher geht ein deutlich höherer Flächenbedarf für parkende und ladende Fahrzeuge. Zugleich wird es gerade in städtischen Gebieten dadurch weniger attraktiv, private Flächen vergleichbar den Tankstellen als Ladeflächen anzubieten. Die erforderliche „Parkgebühr“ wäre so hoch, dass sie den möglichen Ladepreis übersteigen und damit das öffentliche Laden sehr hochpreisig machen würde. Demgegenüber steht die zusätzliche Nutzung bereits bestehender Parkflächen, zu denen neben privaten Parkplätzen vor Geschäften auch Parkmöglichkeiten im öffentlichen Raum zählen. Vor allem letztere bieten sich auch deshalb an, weil sie Lademöglichkeiten z. B. in Wohngebieten ermöglichen. Die Ladesäulen stehen meist auf dem Gehweg und ihr Betrieb erfordert eine Sondernutzungserlaubnis, die bei der Kommune beantragt werden muss.¹⁹⁴ Die Städte verfolgen hier unterschiedliche Konzepte, um parkenden Fahrzeugen nur für den Vorgang des Parkens selbst Zugang zur Fläche zu geben, etwa indem nach dem Ladevorgang eine Parkgebühr erhoben wird. Bei einer entsprechenden Ausweisung von öffentlichen Flächen für den Ladebedarf besteht jedoch eine Nutzungskonkurrenz zum „normalen Parken“. Zudem sind verkehrsrechtliche Anforderungen zu beachten. Mit Blick auf dieses Koordinationsbedürfnis wird die zentrale Rolle der Kommunen bei der Flächenbereitstellung für den Aufbau wettbewerbsfähiger Ladestrukturen deutlich.

251. Zweitens unterscheiden sich auch die Interaktionsprozesse am Ende der Wertschöpfungskette des batterieelektrischen öffentlichen Ladens deutlich von denen der Tankstellen-

¹⁹³ Zu den technischen Aspekten des mobilelektrischen Ladens vgl. Monopolkommission, 7. Sektorgutachten Energie (2019), Wettbewerb mit neuer Energie, Baden-Baden 2019, Tz. 250 ff.

¹⁹⁴ Monopolkommission, 7. Sektorgutachten Energie (2019), Wettbewerb mit neuer Energie, Baden-Baden 2019, Tz. 281.

märkte. Dies hat Auswirkungen auf die wettbewerbliche Transparenz aus Sicht der Endkundinnen und -kunden. Hintergrund ist, dass bei Ladevorgängen der Betreiber einer Ladesäule (CPO) nur dann auch Vertragspartner ist, wenn die Ladekundinnen und -kunden für den Ladevorgang unmittelbar bei Benutzung der Ladesäule ein von ihm bereitgestelltes Zahlungssystem nutzen, vergleichbar mit den üblichen Bezahlvorgängen im Tankstellenmarkt. Tatsächlich ist die direkte Bezahlung an der Ladesäule nach § 5 Ladesäulenverordnung in den meisten Fällen verpflichtend und daher möglich. Der Zahlungsprozess erfolgt hier teilweise automatisiert durch Kartenzahlung oder – besonders typisch – durch den mobilen Aufruf des Internetportals eines Zahlungsdienstleisters des Ladesäulenbetreibers. Dieser Bezahlweg wird auch als Ad-hoc-Laden, punktuell Laden oder Direct Pay bezeichnet. Bislang stellt diese direkte Bezahlung beim Betreiber einer Ladesäule in der Praxis jedoch die Ausnahme dar. Auf den Märkten für öffentliches Laden dominiert weiterhin die Bezahlung mit der Ladekarte eines E-Mobility-Service-Providers (EMP bzw. auch ESMP).¹⁹⁵ Ladekarten vereinfachen nicht nur den Bezahlvorgang, sondern haben auch Auswirkungen auf die Vertragsstrukturen und den Wettbewerb. Bei der Bezahlung mit der Ladekarte ist der EMP der eigentliche Vertragspartner der Ladekundinnen und -kunden für die Ladeenergie. Der EMP legt somit die Preise für die Ladevorgänge unabhängig vom Ladesäulenbetreiber fest, ist hierbei frei, z. B. auch Pauschalpreise festzulegen und kauft seinerseits die Ladevorgänge vertragsbasiert, z. B. über sog. Roamingplattformen, bei den eigentlichen Ladesäulenbetreibern ein (Tarifbeispiele, siehe Kasten, S. 111). Die Berücksichtigung der Wertschöpfungsstufe der EMP verändert die Wettbewerbsbedingungen erheblich und macht die Analyse der Wettbewerbsstrukturen komplexer.

¹⁹⁵ Marktakteure geben gegenüber der Monopolkommission an, dass sich der Anteil von Ad-hoc-Ladevorgängen im einstelligen Prozentbereich bewegt.

Beispiele für unterschiedliche Tarifstrukturen bei EMP-Ladetarifen

Marktanteile für die EMP oder für die Inanspruchnahme einzelner Tarife sind nicht bekannt. Die Vielfalt der unterschiedlichen Tarifmodelle der Serviceprovider lässt sich nur exemplarisch darstellen. Nachfolgend werden einzelne Tarife ausgewählter Anbieter gezeigt (Stand: Juni 2023):

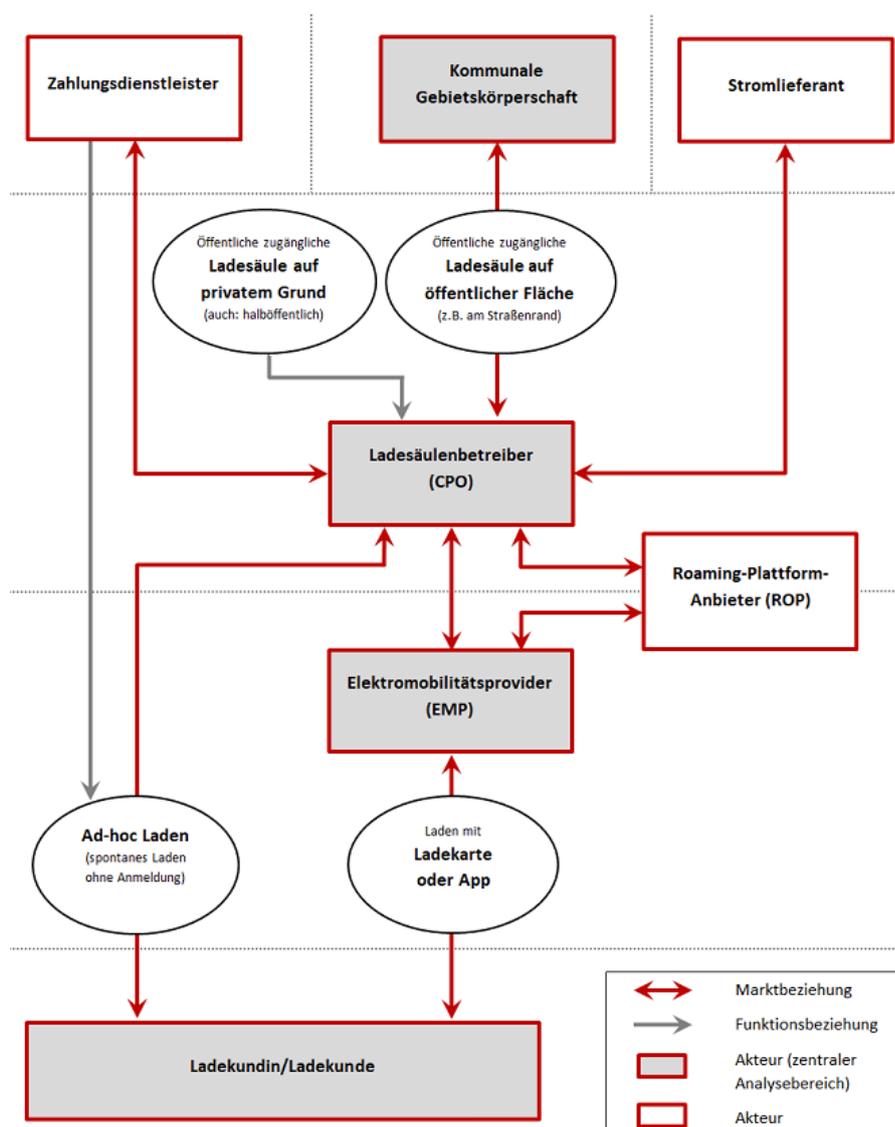
- ENBW: Verschiedene Pauschalmodelle mit und ohne Grundgebühr, z. B. Tarif S (ohne Grundgebühr) 65 Ct/kWh pauschal an allen Ladestation, Ausnahmen: EnBW Ladestationen: 61 Ct/kWh, Ionity 79 Ct/kWh, zzgl. Blockiergebühr nach vier Stunden.
- BeCharge: Italienischer Anbieter mit pauschalen Prepaidtarifen, z. B. 100kWh Prepaid für 38€ (38 Ct/kWh).
- Elli: Tochter/Marke der Volkswagen-Gruppe, Tarif mit 14,99 Euro Grundgebühr, 12 Monate Laufzeit, Wechselstromladen 45ct/kWh, Gleichstromladen 58ct/kWh DC, Ionity 35ct/kWh.
- Tesla Supercharging: Tarife an Tesla-Ladepunkten schwanken je nachdem ob Tesla Fahrzeuge bzw. Tesla Ladeabonnentkundinnen und -kunden (38 bis 48 Ct/kWh) oder Fremdfahrzeuge ohne Abonnement (52 bis 62 Ct/kWh) die Säulen nutzen. Preisunterschiede in diesem Preisspektrum hängen von den jeweiligen Ladepunkten und dem Ladezeitpunkt ab (16-20 Uhr bzw. 20 bis 16 Uhr).
- Shell Recharge: Pauschale Ladepreise für deutsche Roaming Partner, differenziert nach Wechselstrom (59 Ct/kWh) und Gleichstrom (79 Ct/kWh) bzw. Ionity (81 Ct/kWh). Im Shell Recharge Netz ist der Wechselstromladepreis variabel und unterscheidet sich je nach Ladepunkt, der Preis an Gleichstromladern liegt bei 64Ct/kWh. Hinzu kommen hier jeweils 35 Ct Transaktionsgebühr und nach vier Stunden parken ohne aktiven Ladevorgang eine Blockiergebühr.

252. Drittens unterscheiden sich Lademärkte substantziell von Tankstellenmärkten dadurch, dass für erstere ein staatlicher Förderbedarf angenommen wird. Hierfür sprechen sowohl ökonomische als auch verteilungspolitische Gründe. Aus ökonomischer Sicht wird insbesondere ein Zeitinkonsistenzproblem diagnostiziert, das auch als „Henne-Ei-Problem“ bezeichnet wird.¹⁹⁶ Dabei wird argumentiert, dass aus Sicht der Konsumentinnen und Konsumenten der Umstieg und die Anschaffung von Elektrofahrzeugen die Gewissheit erfordert, dass ihnen ausreichend Ladepunkte zur Verfügung stehen werden. Umgekehrt werden Ladepunkte aus dem Markt heraus errichtet, wenn genügend elektrisch angetriebene Fahrzeuge vorhanden sind, so dass eine ausreichende Auslastung der Ladepunkte zu erwarten ist. Da beide Voraussetzungen voneinander abhängig sind und sich womöglich nicht parallel entwickeln, kann in diesem Fall eine Subvention der Errichtung von Ladepunkten eine Möglichkeit zur Lösung des möglichen Marktversagens darstellen. Die Subvention dient dann dazu, einen vorlaufenden Ausbau der Ladepunkte

¹⁹⁶ Monopolkommission, 7. Sektorgutachten Energie (2019), Wettbewerb mit neuer Energie, Baden-Baden 2019, Tz. 248; Monopolkommission, 8. Sektorgutachten Energie (2021), Wettbewerbschancen bei Strombörsen, E-Ladesäulen und Wasserstoff nutzen, Baden-Baden 2021, Tz. 198.

zu erreichen, d. h. eine anfängliche Unterauslastung der Ladepunkte zu überbrücken. Aus verteilungspolitischer Sicht kann zudem argumentiert werden, dass öffentlich zugängliche Ladepunkte insbesondere von Menschen genutzt werden, die zwar ein E-Fahrzeug besitzen, aber nicht über geeignete private Lademöglichkeiten (z. B. am eigenen Hausgrundstück) verfügen. Weil in dem Nutzungspreis eines öffentlich-zugänglichen Ladepunktes in aller Regel auch eine Gebühr für dessen Errichtung und Betrieb enthalten ist, sind die Stromkosten je Kilowattstunde beim privaten Laden niedriger. Durch eine Förderung lässt sich der Preisunterschied zwischen privatem Laden und dem Laden an einer öffentlich zugänglichen Ladesäule ggf. marktkonform reduzieren.

Abbildung 4.2: Zentrale Akteure und Marktbeziehungen auf Lademärkten



Anmerkungen: Das Schema zeigt ein typisches Beispiel für die Rollenverteilung in der Wertschöpfungskette der Lademärkte. Die Aufzählung möglicher Rollen ist nicht vollständig, sondern konzentriert sich auf Akteure, die in den analysierten Marktbeziehungen einen Einfluss ausüben. Zu beachten ist, dass mehrere hier getrennt aufgeführte Funktionen durch ein Unternehmen ausgeübt werden können.

Quelle: eigene Darstellung.

253. Allerdings zeigt sich auch, dass der Zubau neuer Ladesäulen nicht nur im finanziell geförderten Bereich erfolgt und letzterer (Stand 2022) auch nur noch knapp ein Viertel aller öffentlich zugänglichen Ladepunkte umfasste.¹⁹⁷ Hier kamen in der Vergangenheit bundesweit im Wesentlichen zwei unterschiedliche Systeme der staatlichen Finanzierung zum Einsatz. Zwischen 2017 und 2020 dominierten sogenannte Förderaufrufe, in deren Rahmen eine Förderung von 30 bis 60 Prozent der Kosten für die Errichtung von Ladepunkten beantragt werden konnte.¹⁹⁸ Im vorletzten Jahr hat der Bund zudem begonnen, den Aufbau von Ladepunkten konkret zu beauftragen, indem über das Schnellladegesetz eine Ausschreibung für Schnellladepunkte (HPC) an 1100 Verkehrsknotenpunkten gestartet wurde.¹⁹⁹ Dabei wurde unter anderem eine Obergrenze für den Endkundenpreis an diesen Ladepunkten eingeführt, der indirekt durch die Förderung finanziert wird, die beim Deutschlandnetz bis zu 100 Prozent der Kosten betragen kann. Die öffentliche Förderung von Ladesäulen ist Treiber für den Aufbau von Ladeinfrastruktur. Die Ausgestaltung der beiden Fördersysteme und ihre Kombination wirft schwierige wettbewerbspolitische Fragen auf, die die zukünftige Marktstruktur beeinflussen können.

4.1.2 Wettbewerbspolitische Problembereiche beim Aufbau von Ladenetzen

254. In den ersten Jahren des Markthochlaufs der Ladeinfrastruktur standen wettbewerbsstrukturelle Aspekte nicht im Fokus. Das politische Kerninteresse lag darin, den Aufbau von Ladepunkten überhaupt und aus kommunaler Sicht zudem möglichst ohne den Einsatz hoher eigener Finanzierungsmittel zu ermöglichen. In ihren Befassungen mit dem Ladesäulenmarkt in den Jahren 2019 und 2021 hat die Monopolkommission daraufhin mehrere wettbewerbspolitische Problembereiche identifiziert und wettbewerbspolitische Empfehlungen zur Ausgestaltung des Markthochlaufs ausgesprochen. Daraus lassen sich folgende Kernaussagen zusammenfassen:

- Der regionale Wettbewerb auf der CPO-Ebene wird die Ladepreise dauerhaft determinieren. In der nach wie vor aktuellen Phase des Hochlaufs der Ladeinfrastruktur sollte deshalb neben der Ausbaugeschwindigkeit auch die Ausbaustruktur in Bezug auf die Anbietervielfalt beachtet werden.²⁰⁰
- In den ersten Jahren des Hochlaufs der Ladeinfrastruktur erfolgte der Ausbau regional oftmals durch einzelne Anbieter, zum Teil kommunale Unternehmen, die auf diese Weise entsprechend starke Marktstellungen erlangen konnten. Eine einmal entstandene marktbeherrschende Position eines Anbieters von Ladepunkten kann jedoch voraussichtlich in vielen Fällen nicht kurzfristig durch Marktzutritte revidiert werden. Dagegen

¹⁹⁷ Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur (NLL), öLIS-Report, November 2022, S. 6.

¹⁹⁸ Ausführlich zum System der Förderaufrufe für öffentlich zugängliche Ladesäulen: Monopolkommission, 8. Sektorgutachten Energie (2021), Wettbewerbschancen bei Strombörsen, E-Ladesäulen und Wasserstoff nutzen, Baden-Baden 2021, Tz. 201 ff.

¹⁹⁹ Ausführliche zum Schnellladegesetz bzw. Deutschlandnetz: Monopolkommission, 8. Sektorgutachten Energie (2021), Wettbewerbschancen bei Strombörsen, E-Ladesäulen und Wasserstoff nutzen, Baden-Baden 2021, Tz. 210 ff.

²⁰⁰ Monopolkommission, 7. Sektorgutachten Energie (2019), Wettbewerb mit neuer Energie, Baden-Baden 2019, Tz. 295 ff.

sprechen die insbesondere in städtischen Regionen knappen Flächen, Friktionen beim Netzanschluss, die Laufzeit bestehender Sondernutzungserlaubnisse bei Ladesäulen auf öffentlicher Fläche, exklusive Bedingungen bei deren Vergabe und mögliche Pfadabhängigkeiten bei einer späteren Neuvergabe. Es ist daher zu empfehlen, bereits heute – d. h. in der Aufbauphase regionaler Ladenetze – Bedingungen zu schaffen, die ein konkurrierendes Angebot mehrerer Betreiber von Ladepunkten zum Ziel haben. Jedes etwaige bundes-, landes- oder kommunalpolitische Vorhaben, den Ausbau von Ladepunkten voranzutreiben, sollte daher mit einem Wettbewerbskonzept verknüpft werden.²⁰¹

- Dass bei Ladekundinnen und -kunden mittlerweile etablierte Serviceangebot der EMP stellt eine relevante Wertschöpfungsebene dar, die sich auf die Markt- und Wettbewerbsstrukturen auswirkt. Durch die Dominanz des EMP-Angebotes beim Laden, werden die Preise für das Laden an einer konkreten Ladesäule eines bestimmten Betreibers in das Preissystem des jeweils genutzten EMP überführt. Die EMP bieten ihrerseits wiederum sehr unterschiedliche Preismodelle an (Einheitspreise, Pauschalpreise/Grundgebühren, Sonderpreise im eigenen Netz, Kombiprodukte), sodass sich die Verbraucherinnen und Verbraucher nur eingeschränkt transparenten und vergleichbaren Angeboten gegenübersehen (Tarifbeispiele, siehe Kasten, S. 111).²⁰²
- Durch die Marktstruktur mit Ladesäulenbetreibern und Service Providern werden regionale Preisunterschiede der CPO im Rahmen von Einheitspreismodellen der EMP nicht immer sichtbar. So ist z. B. denkbar, dass ein regionaler CPO marktmächtig oder Monopolist ist und dadurch einen suboptimal hohen Preis für sein Ladeangebot gegenüber den EMP festlegen kann. Trotzdem können die von Ladekundinnen und -kunden tatsächlich an diesen Ladesäulen zu zahlenden Ladepreise zwischen verschiedenen EMP-Ladekartenangeboten variieren und dadurch Wettbewerb suggerieren. Tatsächlich kann jedoch eine wettbewerbliche Betreiberstruktur beim Aufbau regionaler Ladenetze durch den Wettbewerb auf Ebene der EMP nicht ersetzt werden.²⁰³

255. Das durch das CPO/EMP-System entstehende Risiko wettbewerbsbegrenzender Wirkungen beim Ladesäulenaufbau (Vgl. auch Abschnitt 3.3.1.1) kann auf verschiedenen Wegen adressiert werden. Zum einen sollte der Wettbewerb auf Ebene der EMP auch kartellrechtlich beobachtet werden. Dies ist Teil einer laufenden Sektoruntersuchung des Bundeskartellamtes.²⁰⁴ Zum anderen sollte das EMP-Bezahlsystem über Ladekarten selbst im Wettbewerb mit dem Ad-hoc-Lademöglichkeiten stehen, wobei auch neue Entwicklungen wie die Verbreitung von Plug&Charge zu berücksichtigen sind. Aus Sicht der Monopolkommission ist hier jedoch ein

²⁰¹ Monopolkommission, 8. Sektorgutachten Energie (2021), Wettbewerbschancen bei Strombörsen, E-Ladesäulen und Wasserstoff nutzen, Baden-Baden 2021, Tz. 224.

²⁰² Monopolkommission, 8. Sektorgutachten Energie (2021), Wettbewerbschancen bei Strombörsen, E-Ladesäulen und Wasserstoff nutzen, Baden-Baden 2021, Tz. 149.

²⁰³ Monopolkommission, 8. Sektorgutachten Energie (2021), Wettbewerbschancen bei Strombörsen, E-Ladesäulen und Wasserstoff nutzen, Baden-Baden 2021, Tz. 150.

²⁰⁴ Die Sektoruntersuchung dauert noch an. Im Jahr 2021 ist ein Zwischenbericht erschienen. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung zur Bereitstellung und Vermarktung öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge: Sachstandsbericht, 2021.

zentrales Hemmnis in der mangelnden Preistransparenz beim Ad-hoc-Laden zu suchen, die den Ladekundinnen und -kunden eine Konkurrenz zur Nutzung von Ladekarten erschwert. Die Monopolkommission hatte daher die Schaffung einer Markttransparenzstelle für die Ad-hoc-Ladeangebote empfohlen.²⁰⁵

4.1.3 Aktuelle Entwicklungen durch AFIR und den Masterplan II

256. In ihren Ermittlungen und Gesprächen hat die Monopolkommission den Eindruck gewonnen, dass das Bewusstsein für die Relevanz einer wettbewerblichen Marktstruktur in den vergangenen Jahren zugenommen hat. Dies spiegelt sich auch in mehreren politischen Initiativen wieder.

257. Auf EU-Ebene wurde am 14. Juli 2021 der erste Entwurf für eine Verordnung über die Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFIR) von der Europäischen Kommission veröffentlicht.²⁰⁶ Die Verordnung soll eine bestehende Richtlinie aus dem Jahr 2014 ersetzen.²⁰⁷ Zweck der Verordnung ist der Aufbau eines europäischen Netzes vollständig interoperabler Infrastrukturen für alternative Kraftstoffe. Die einheitlichen Vorgaben sollen im Rahmen der gemeinsamen Verkehrspolitik dazu beitragen, die Ziele des europäischen „Green Deals“ zu erreichen und eine Ablösung des Verbrennungsmotors zu erreichen.²⁰⁸ Die Verordnung hat zwischenzeitlich das Trilogverfahren durchlaufen und muss noch durch den EU-Ministerrat offiziell verabschiedet werden. Sie enthält zahlreiche wettbewerbsrelevante Regelungen, die den Aufbau von Ladeinfrastruktur betreffen.

258. Im Mittelpunkt der AFIR stehen feste Vorgaben für den Aufbau von Ladepunkten auf transeuropäischen Verkehrsnetzen (Artikel 3 und 4). Sie enthält jedoch zugleich auch Regelungen die eine einheitliche Marktstruktur bei der Ladeinfrastruktur betreffen. So hat die Verordnung einen wettbewerblichen Lademarkt vor Augen und berücksichtigt hier konkret auch das Modell der Ad-hoc-Zahlungsmöglichkeit bei den CPO, neben der Zahlung über EMP. Ad-hoc-Zahlung durch QR-Codes sollen an jedem Ladepunkt eine kontaktlose Kartenzahlungsmöglichkeit (Artikel 5 Absatz 2). Die Preise pro kWh müssen vor dem Ladevorgang angezeigt werden (Artikel 5 Absatz 2). In dieser Hinsicht entspricht die Verordnung bereits weitgehend den regulatorischen Vorgaben, die unter anderem im Rahmen der deutschen Ladesäulenverordnung hier bereits gelten. Hinzu kommen jedoch zahlreiche Preisvorgaben in Artikel 5, insbesondere in den Absätzen 4 bis 6. So dürfen die Verrechnungspreise der CPO zukünftig nur noch zwischen den EMP differenzieren, wenn dies begründet werden kann. EMP müssen des Weiteren die Bestandteile ihrer Preise aufschlüsseln. Als einen wichtigen Fortschritt für die wettbewerbliche Entwicklung sieht die Monopolkommission die Regelungen in Artikel 18, wonach der Ad-hoc-Preis, der Betriebs- und der Belegungsstatus eines Ladepunktes zukünftig an einen nationalen

²⁰⁵ Monopolkommission, 8. Sektorgutachten Energie (2021), Wettbewerbschancen bei Strombörsen, E-Ladesäulen und Wasserstoff nutzen, Baden-Baden 2021, Tz. 160.

²⁰⁶ COM/2021/559 final

²⁰⁷ Vgl. Richtlinie 2014/94/EU.

²⁰⁸ Sie sind Teil der Initiative „Fit for 55“, nach der die EU auf Basis von Marktregulierungen ihren CO₂ Ausstoß bis 2030 gegenüber 1990 um 55 Prozent senken möchte.

Zugangspunkt gemeldet werden müssen. Damit dürfte in Zukunft die von der Monopolkommission empfohlene Transparenz über die Ad-hoc-Preise erreicht werden (siehe auch Abschnitt 3.4.1).

259. In Deutschland hat die Bundesregierung mit dem Masterplan Ladeinfrastruktur II im Oktober 2022 zahlreiche Vorhaben markiert, die das Potenzial besitzen, die wettbewerblichen Zielstellungen zukünftig zielgerichtet zu verfolgen. Zu begrüßen ist, dass der Masterplan II sich „die Errichtung und den Betrieb der Ladeinfrastruktur in einer fairen Wettbewerbslandschaft“ zum Ziel setzt. Ferner wird „besonders die Mobilisierung und wettbewerbsfördernde Bereitstellung geeigneter Flächen für öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur“ als ein Ziel ausgemacht.²⁰⁹

260. Unter den zahlreichen geplanten Maßnahmen des Masterplans II will die Monopolkommission aus ihrer Sicht bedeutende herausstellen. Dies betrifft zum einen die finanzielle Unterstützung beim Aufbau von Ladepunkten. Das Konzept dafür soll mit dem Ziel „wettbewerbliche Strukturen zu etablieren“ neu geschaffen werden (Maßnahme 14). Teil des neuen Konzeptes könnte neben einer direkten Förderung der Kommunen (siehe auch Abschnitt 3.4.2) auch eine Ausweitung des HPC-Deutschlandnetzes (Maßnahme 17) und ein Aufbau von Ladepunkten (auch an bewirtschafteten) Rastanlagen umfassen.

261. Die Monopolkommission begrüßt, dass der Masterplan die Rolle der Kommunen näher beleuchtet. Die Kommunen spielen eine Schlüsselrolle beim Aufbau der Ladeinfrastruktur und müssen öffentlich zugängliche Ladeangebote in das lokale Gemeinwesen integrieren. Die Monopolkommission sieht eine wichtige energie- und verkehrspolitische Aufgabe darin, die Kommunen in ihrer Rolle zu unterstützen. In dieser kontrollieren sie insbesondere den Zugang zum öffentlichen Raum und können damit erst Ladeangebote auf öffentlichem Grund ermöglichen. Hierbei gibt es zahlreiche Entscheidungsparameter, wie z. B. die Standorte, Anzahl, Leistung und Anbieterverteilung der zu integrierenden Ladeangebote sowie der Umgang mit dem benötigten Parkraum. Bisher setzen viele Kommunen auf die exklusive Beauftragung eines eigenen Stadtwerks oder auf die Ausschreibung und Beauftragung einzelner Anbieter. Gleichzeitig erschweren die unterschiedlichen Zugangsverfahren aufgrund zahlreicher Unterschiede in den regulatorischen Rahmenbedingungen neuen Akteuren den Eintritt in die lokalen Märkte. Gegenüber der Monopolkommission wurde von den Akteuren teilweise kritisiert, dass hier nicht vor allem eine vereinfachte Flächenbereitstellung forciert wird und die Flächenauswahl und Errichtung der Ladepunkte stärker dem Markt überlassen bleibt. Die zahlreichen Anforderungen, z. B. aus dem Straßenverkehrsrecht, und die aus Sicht der Monopolkommission zumindest teilweise berechtigten städtebaulichen Interessen der Kommunen sind jedoch zu berücksichtigen. Ein Ausgleich zwischen kommunalen und Marktinteressen kann aus Sicht der Monopolkommission vor allem im institutionellen Wettbewerb gelingen, indem Kommunen unterschiedliche Konzepte zum effektiven Aufbau von Ladenetzen erproben und besonders erfolgreiche Modelle erkennbar werden.

²⁰⁹ Bundesregierung, Masterplan Ladeinfrastruktur II der Bundesregierung, 19. Oktober 2022, Seite 10.

262. Der Masterplan adressiert die zentrale Rolle der Kommunen nun unter anderem durch die Forcierung von Konzepten zum Ausbau der Ladeinfrastruktur in Form von lokalen kommunalen Masterplänen. Diese sollen von den Kommunen bis Ende 2023 erstellt werden. Es ist zu begrüßen, dass die Kommunen hier in Maßnahme 24 aufgefordert werden, u.a. „wettbewerbliche Konzepte durch konkurrierende Ladesäulenbetreiber“ vorzulegen. Die Nationale Koordinierungsstelle Ladeinfrastruktur soll u.a. einen Leitfaden zur Optimierung und Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsprozesse durch die Kommunen unter Einbeziehung kommunaler Vertreterinnen und Vertreter entwickeln (Maßnahme 14). Ausschreibungen der Kommunen sollen bis 2023 durch Musterausschreibungen und Leitfäden für kommunale Ausschreibungen zum Aufbau und Betrieb von Ladeinfrastruktur unterstützt werden (Maßnahme 29).

4.2 Stand und Entwicklung der Anbieterkonzentration

263. Bereits in ihren vergangenen beiden Energie-Sektorgutachten hat die Monopolkommission im Rahmen ihrer Untersuchung wettbewerbspolitischer Aspekte beim Aufbau einer öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur die strukturellen Marktbedingungen von CPOs analysiert.²¹⁰ Dabei wurde 2019 zunächst festgestellt, dass in weiten Teilen Deutschlands regionale marktbeherrschende Stellungen entstanden waren, und u. a. empfohlen, eine höhere Anzahl unterschiedlicher Anbieter als weitere Zielgröße in kommunale Ausschreibungen für den Aufbau und Betrieb von Ladeinfrastruktur miteinzubeziehen. Bei einer erneuten Analyse der Marktstrukturen im 8. Sektorgutachten Energie Mitte 2021 zeichnete sich eine grundsätzlich positive Marktentwicklung mit sinkender Anbieterkonzentration ab. Dennoch waren die einzelnen Märkte weiterhin durchschnittlich durch dominante Anbieter gekennzeichnet, sodass die lokale Durchmischung unterschiedlicher CPOs weiter erhöht werden sollte.

264. Da die Elektromobilität sich, wie bereits in Abschnitt 4.1 dargestellt, weiterhin auf einem dynamischen Wachstumspfad befindet, der zudem von diversen Förder- und Regulierungsmaßnahmen einer ambitionierten Industriepolitik flankiert wird, sollen die bisherigen Analysen der Monopolkommission in diesem Abschnitt fortgeschrieben und weiterentwickelt werden, um die jüngsten Marktentwicklungen im Bereich öffentlicher Ladeinfrastruktur zu bewerten. Dabei fokussiert sich die statistische Auswertung auf die CPO-Ebene, d. h. auf den Betrieb öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur. Nach Einschätzung der Monopolkommission ist regionale Marktmacht von CPOs ursächlich für mögliche Beeinträchtigungen des Wettbewerbs; die Tätigkeit von EMPs als Intermediäre zwischen CPOs auf der einen und Verbraucherinnen und Verbrauchern auf der anderen Seite könnte marktmächtige Positionen der CPOs sogar verfestigen.²¹¹ Auch das Bundeskartellamt betont im Zwischenbericht seiner Sektoruntersuchung zur

²¹⁰ Monopolkommission, Wettbewerb mit neuer Energie, 1. Auflage, Baden-Baden, 2019, Kap. 5; Monopolkommission, Energie 2021: Wettbewerbschancen bei Strombörsen, E-Ladesäulen und Wasserstoff nutzen, 1. Auflage, Baden-Baden, 2021, Kap. 4.

²¹¹ Für eine ausführliche Betrachtung der verschiedenen Wertschöpfungsstufen sowie eine Abgrenzung der CPO- und EMP-Marktstufen, vgl. Monopolkommission, 8. Sektorgutachten Energie, a. a. O., vgl. Fn. 210, Kap. 4.3.

Ladeinfrastruktur die fundamentale Bedeutung wettbewerblicher Strukturen auf CPO-Ebene.²¹²

265. Um die Marktstruktur im Bereich der Betreiber von Ladesäulen in den relevanten Märkten statistisch auszuwerten, verwendet die Monopolkommission das von der Bundesnetzagentur geführte und in regelmäßigen Abständen veröffentlichte Ladesäulenregister. Das Register beruht auf den Anzeige- und Nachweispflichten nach § 5 der Ladesäulenverordnung (LSV) und umfasst demnach sämtliche öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur, die nach dem Inkrafttreten der Verordnung im März 2016 errichtet wurde, sowie auf freiwilliger Basis auch ältere Bestandsanlagen. Für die nachfolgenden Auswertungen sind insbesondere die Angaben zu Betreibern von Ladesäulen, der Anzahl und Leistung der jeweils vorhandenen Ladepunkte sowie detaillierte Adressdaten einschließlich des geokodierten Standorts von Bedeutung.²¹³ Die Bundesnetzagentur veröffentlicht diese Daten in der Regel monatlich als Liste der Ladesäulen.²¹⁴ Bevor auf dieser Datengrundlage die Wettbewerbsverhältnisse mithilfe der Anbieterkonzentration analysiert werden können, ist zunächst darzulegen, wie die Monopolkommission zur Abgrenzung der relevanten Märkte vorgeht.

4.2.1 Marktabgrenzung

266. Die Marktabgrenzung bezeichnet im Kartellrecht das etablierte Verfahren, mit dem die tatsächlich im Wettbewerb stehenden Anbieter und Nachfrager bestimmt werden. Dabei gilt es, die sachlich und räumlich relevanten Märkte zu identifizieren, innerhalb derer unzureichende Ausweichmöglichkeiten der Nachfragerinnen und Nachfrager zu Marktmacht der Angebotsseite und zu ökonomisch nachteiligen Marktergebnissen führen können. Im Fall der Ladeinfrastruktur könnte eingeschränkter Wettbewerb auf entsprechend abgegrenzten Märkten z. B. zu höheren Ladepreisen oder anderen schlechteren Konditionen führen, die sich signifikant von den Bedingungen auf einem kompetitiven Markt unterscheiden.

267. Kartellrechtliche Prüfungen der Wettbewerbsverhältnisse sind oftmals zweistufig aufgebaut. Die in der ersten Stufe abzugrenzenden Märkte bilden die Grundlage, um in einer zweiten Stufe die konkreten Wettbewerbsverhältnisse auf den abgegrenzten Märkten genauer zu bestimmen. Grundsätzlich existieren verschiedene methodische Ansätze, um die relevanten Märkte auf der ersten Stufe zu unterscheiden. Einen wichtigen Anhaltspunkt bietet das Bedarfsmarktkonzept. Danach bilden solche Produkte einen gemeinsamen relevanten Markt, die aus Sicht der Nachfrager austauschbar sind, um einen bestimmten Bedarf zu befriedigen. Das Bedarfsmarktkonzept bildet regelmäßig den Ausgangspunkt der Marktabgrenzung.

²¹² Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung zur Bereitstellung und Vermarktung öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge: Sachstandsbericht, 2021, 122.

²¹³ Eine detaillierte Beschreibung des Prozesses, den die Monopolkommission zur Prüfung und Aufbereitung der BNetzA-Rohdaten im Vorfeld der Berechnung von Wettbewerbskennzahlen durchführt, ist in Anhang C zu finden.

²¹⁴ Bundesnetzagentur, Elektromobilität: Öffentliche Ladeinfrastruktur, <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/E-Mobilitaet/start.html>, Abruf am 28. April 2023.

268. Die Monopolkommission hat bereits in ihrem 7. und 8. Sektorgutachten Energie die Plausibilität verschiedener Arten der Marktabgrenzung für den Betrieb öffentlicher Ladeinfrastruktur diskutiert und mehrere Szenarien herausgearbeitet.²¹⁵ Im Folgenden sollen diese zusammengefasst und in Teilen an die aktuelle Marktentwicklung bzw. an die kartellrechtliche Fallpraxis angepasst werden.

Sachlich relevanter Markt

269. Zunächst ist im Rahmen der sachlichen Marktabgrenzung private von öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur zu unterscheiden, da z. B. private Lade-Wallboxen oder Ladepunkte auf einem Betriebsgelände nur einem eingeschränkten Personenkreis zur Verfügung stehen und keine allgemeine Ausweichalternative für alle Verbraucherinnen und Verbraucher darstellen. Darüber hinaus dürfte vor allem die Preisdifferenz zwischen privatem und öffentlichem Laden aus Sicht der Verbraucherinnen und Verbraucher für eine sachliche Trennung sprechen. Irrelevant ist hingegen, ob eine öffentlich zugängliche Ladeeinrichtung auf privatem oder öffentlichem Grund steht, sodass beispielsweise auch Ladepunkte auf Supermarkt-Parkplätzen oder in bewirtschafteten Parkhäusern als potenzielle Wettbewerbsstandorte einzustufen sind. Mögliche Entgelte, die bei ihrer Nutzung anfallen können, stehen dieser Einschätzung nicht entgegen, da diese vielerorts auch im öffentlichen Straßenraum erhoben werden. Entsprechend trennen auch das Bundeskartellamt sowie die Europäische Kommission private von öffentlichen Ladepunkten.²¹⁶

270. Des Weiteren ist zu erwägen, öffentlich zugängliche Ladepunkte nach ihrer Leistung zu differenzieren. In einer aktuellen Einschätzung spricht sich beispielsweise das Bundeskartellamt für eine sachliche Unterscheidung nach der angebotenen maximalen Ladeleistung aus.²¹⁷ Mit höherer Leistung eines Ladepunkts verringert sich die notwendige Ladezeit. Neben dem Preis dürfte die Dauer des Ladevorgangs ein relevanter Faktor für die Auswahlentscheidung von Verbraucherinnen und Verbrauchern sein. Diesen Umstand hat die Monopolkommission bereits in ihren vorherigen Analysen des Ladeinfrastrukturmarkts berücksichtigt, indem unterschiedliche Szenarien auf Basis der Ladeleistung verwendet und verglichen wurden. In den letzten Jahren hat insbesondere die über sog. Schnellladeeinrichtungen bereitgestellte Ladeleistung stark zugenommen (vgl. Abbildung 4.1). Insofern hat sich auch die Zahl und Verfügbarkeit von Ladepunkten mit hoher Leistung seit dem 8. Sektorgutachten verändert. Abbildung 4.3 zeigt zur Übersicht die aktuelle Verteilung der am häufigsten vorkommenden Leistungsklassen. Zu bedenken ist aus Sicht der Verbraucherinnen und Verbraucher, dass schnellere Ladepunkte grundsätzlich ein Substitut für langsamere darstellen können, von einer umgekehrten Substitution jedoch nicht auszugehen ist. Allerdings hängt der Grad dieser einseitigen Substituierbarkeit

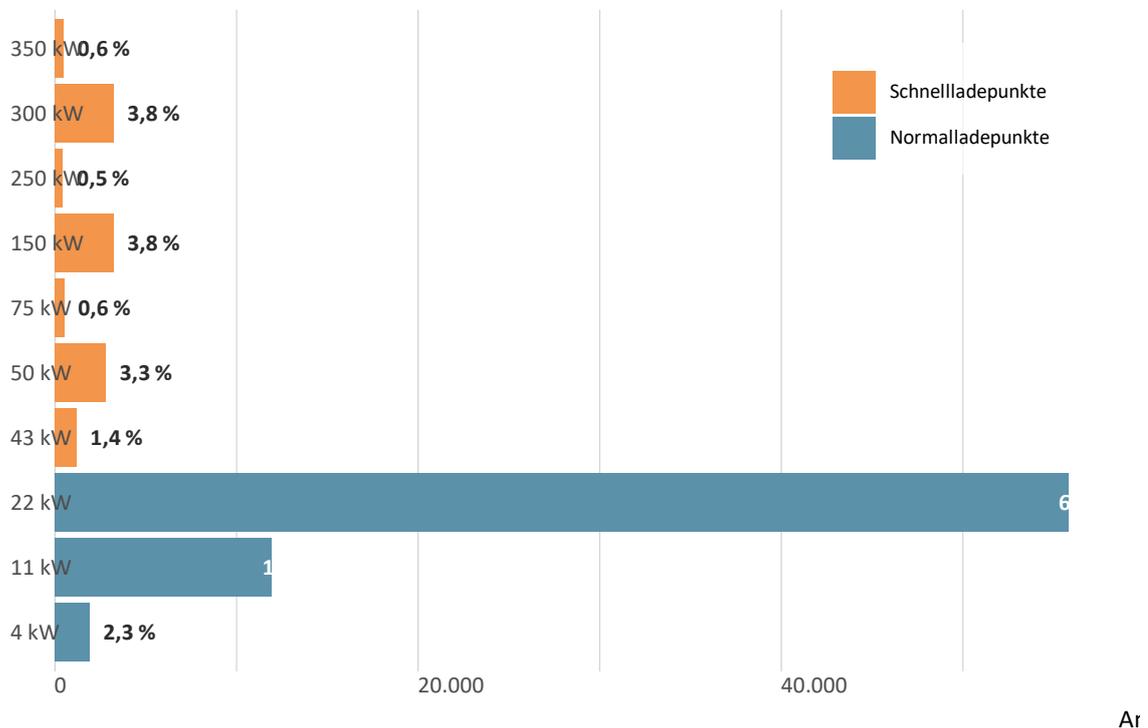
²¹⁵ Monopolkommission, 7. Sektorgutachten Energie, a. a. O., vgl. Fn. 210, Kap. 5.3; Monopolkommission, 8. Sektorgutachten Energie, a. a. O., vgl. Fn. 210, Kap. 4.4.1.

²¹⁶ Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung zur Bereitstellung und Vermarktung öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge: Sachstandsbericht, a. a. O., vgl. Fn. 212, 45; EC, M.8870, 17. September 2019, E.ON/Innogy, 199.

²¹⁷ Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung zur Bereitstellung und Vermarktung öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge: Sachstandsbericht, a. a. O., vgl. Fn. 212, 47.

von Preisunterschieden und der individuellen Zahlungsbereitschaft ab; beide Informationen liegen bisher jedoch nicht in ausreichendem Umfang vor, um eine abschließende Marktabgrenzung nach Leistungsklassen vornehmen zu können.

Abbildung 4.3: Anzahl und Anteil von Ladepunkten nach Leistungsklasse



Anmerkung: Auf ganze Zahlen gerundete Leistungsklassen; abgebildet sind nur Leistungsklassen mit einem Gesamtanteil über 0,5 %, sie stellen in Summe über 97 % aller Ladepunkte dar. Informationsstand: 1. April 2023.

Quelle: BNetzA, eigene Berechnungen

271. Schließlich ist auch eine Unterscheidung von Märkten nach Standorttyp der Ladeeinrichtungen denkbar. Das Bundeskartellamt zieht im Zwischenbericht seiner Sektoruntersuchung beispielsweise eine Abgrenzung von Innenstädten, außerörtlichen Bereichen, Fernstraßen oder Rastanlagen an Autobahnen in Betracht und begründet diese Überlegung mit unterschiedlichen Ladebedürfnissen der Verbraucherinnen und Verbraucher.²¹⁸ In der deutschen und europäischen kartellrechtlichen Fallpraxis wurde bisher nur zwischen Ladesäulen an Autobahnen und abseits von Autobahnen unterschieden.²¹⁹

272. Auf der Basis dieser Überlegungen unterscheidet die Monopolkommission im vorliegenden Gutachten insgesamt vier sachlich relevante Märkte (vgl. Tabelle 4.1). Zunächst werden nur Ladepunkte in die Wettbewerbsanalyse einbezogen, die in der öffentlich verfügbaren Ladeliste der Bundesnetzagentur aufgeführt sind. Da diese aus dem Ladesäulenregister nach § 5

²¹⁸ Ebenda, 49.

²¹⁹ BKartA, B8-134/21, 30. September 2022, Rhein-Energie/Westenergie, 200; EC, M.8870, E.ON/Innogy, a. a. O., vgl. Fn. 216, 190.

der LSV hervorgeht, welche definitionsgemäß nur im Bereich öffentlich zugänglicher Ladepunkte Anwendung findet, ist sichergestellt, dass private Ladeeinrichtungen unberücksichtigt bleiben. Grundsätzlich wird zwischen Ladepunkten an Autobahnen und allen übrigen Standorten unterschieden, wobei dem Autobahnmarkt nur Schnellladeeinrichtungen zugerechnet werden, da davon ausgegangen werden kann, dass Fernreisende eine starke Präferenz für kürzere Ladezeiten haben. Abseits von Autobahnen wird schließlich nach drei Leistungsklassen unterschieden. Normal- und Schnellladepunkte sind strikt getrennte Klassen und umfassen gemeinsam alle vorhandenen Ladepunkte (abseits von Autobahnen). Sehr schnelle Ladepunkte (*High Power Charging* – HPC) stellen eine Untergruppe der Schnellladepunkte dar.

Tabelle 4.1: Sachliche Marktabgrenzung von Ladepunkten

Markt	Standort	Leistung
Normalladepunkte	Abseits von Autobahnen	0–22 kW
Schnellladepunkte	Abseits von Autobahnen	> 22 kW
HPC-Ladepunkte	Abseits von Autobahnen	≥ 150 kW
Autobahnstandorte	Entlang einer Autobahn	> 22 kW

Anmerkung: Ladeeinrichtungen wurden als Autobahnstandorte klassifiziert, wenn ihre Adresse bestimmte Schlüsselwörter (z. B. Rastplatz oder Autohof) enthält oder sie sich gemäß ihren Koordinaten innerhalb eines 150 Meter breiten Korridors um Autobahnen befinden und dabei als Schnellladeeinrichtung gekennzeichnet sind.

Räumlich relevanter Markt

273. Zur räumlichen Abgrenzung der Lademärkte ist auf die Austauschbarkeit der geografisch verteilten Ladestandorte aus Sicht der Verbraucherinnen und Verbraucher abzustellen. Hierbei ist grundsätzlich auch zwischen den sachlich relevanten Märkten zu unterscheiden, da jeweils unterschiedliche Ladebedürfnisse gestillt werden, die wiederum mit einer unterschiedlich hohen Akzeptanz von Anfahrtswegen einhergehen können. Bisher existiert zwar keine abschließende räumliche Marktabgrenzung im Bereich Ladeinfrastruktur, gleichwohl gehen Kartellbehörden grundsätzlich von lokalen bzw. regionalen Märkten aus.²²⁰ Eine exaktere Annäherung an die Frage, wie großflächig lokale Märkte abzugrenzen sind, wäre nur auf Basis empirischer Daten über das tatsächliche Verhalten der Verbraucherinnen und Verbraucher möglich. Die Monopolkommission geht wie im letzten Sektorgutachten davon aus, dass das Bundeskartellamt nach Abschluss seiner weiterhin andauernden Sektoruntersuchung verlässliche Daten zu dieser und anderen Fragen der Marktabgrenzung liefern wird.

274. Auf Basis qualitativer Bewertungskriterien wurde ursprünglich im 7. Sektorgutachten argumentiert, Erwägungen zur Marktabgrenzung aus dem Tankstellensektor übertragen zu können, die letztlich in Teilmärkten in ungefährer Größe von Landkreisen und kreisfreien Städten resultieren würden. Eine solche Marktabgrenzung nach Gebietskörperschaften wurde zwar für

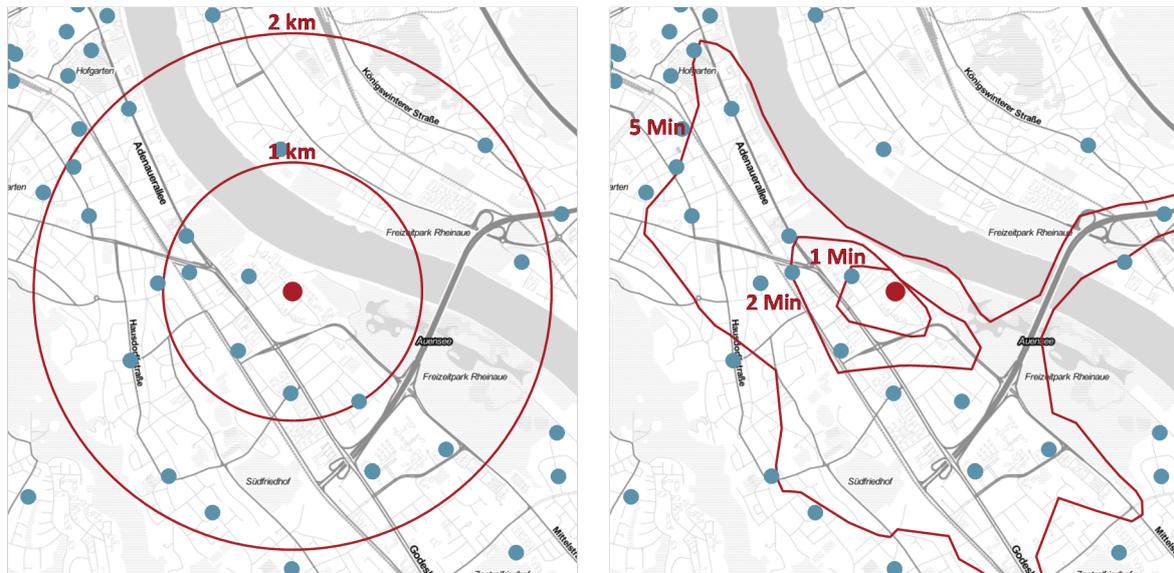
²²⁰ Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung zur Bereitstellung und Vermarktung öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge: Sachstandsbericht, a. a. O., vgl. Fn. 212, 53; EC, M.8870, E.ON/Innogy, a. a. O., vgl. Fn. 216, 203; BKartA, B8-134/21, Rhein-Energie/Westenergie, a. a. O., vgl. Fn. 219, 204.

dieses Gutachten erneut durchgeführt, um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse im Zeitablauf zu ermöglichen, allerdings wird auch dargelegt, dass die auf diese Weise berechneten Wettbewerbsindikatoren je nach Größe des Kreises bzw. der kreisfreien Stadt verzerrt sein können und der Ansatz insbesondere für eine bundesweite Querschnittsuntersuchung ungeeignet ist. Die Ergebnisse sowie die entsprechenden Ausführungen sind in Anhang B zu finden.

275. Da eine räumliche Abgrenzung nach Gebietskörperschaften u. a. zu teilweise unplausibel großen Märkten führt, hat die Monopolkommission bereits in ihrem 8. Sektorgutachten Energie versucht, die variierende Dichte von Ladepunkten in unterschiedlichen Regionen Deutschlands miteinzubeziehen. Hierzu wurden konzentrische Umkreismärkte über Luftliniendistanzen mit unterschiedlichen Radien um jede Ladesäule gebildet. Dadurch wurden die unterschiedlich großen Distanzen, die Verbraucherinnen und Verbraucher an jedem Standort für die Wahl einer alternativen Ladesäule in Kauf nehmen müssten, umfassend berücksichtigt. Eine methodische Weiterentwicklung des vorliegenden Gutachtens stellt die Verwendung des Erreichbarkeitsmodells aus der Kartellamtspraxis im Tankstellensektor dar. Hierbei wird die tatsächlich vor Ort befindliche Straßeninfrastruktur miteinbezogen und mithilfe geeigneter Routing-Software ermittelt, welche Fahrzeit zwischen einzelnen Ladestandorten notwendig wäre.

276. Die Konstruktion solcher lokalen Märkte sowie die Unterschiede zwischen dem luftlinienbasierten und dem fahrzeitbasierten Ansatz sind beispielhaft in Abbildung 4.4 nachzuvollziehen. Die Abgrenzung nach Luftliniendistanz führt zu kreisförmigen Märkten, die unter Umständen auch natürliche Grenzen wie Flüsse oder Berge beinhalten. Die Abbildung verdeutlicht, dass beispielsweise der Rhein ignoriert wird und einzelne rechtsrheinische Ladesäulen in Bonn als potenzielle Wettbewerbsstandorte innerhalb einer Entfernung von 2 km eingestuft werden. Dagegen bezieht der fahrzeitbasierte Ansatz des Erreichbarkeitsmodells die lokalen Bedingungen mit ein: Rechtsrheinische Stadtteile sind demnach zwar nicht innerhalb von 5 Minuten erreichbar, stattdessen wird ein weiter entfernter Ladepunkt abseits der Richtung Nordosten führenden A562 berücksichtigt.

Abbildung 4.4: Darstellung der luftlinien- und fahrzeitbasierten räumlichen Marktabgrenzung

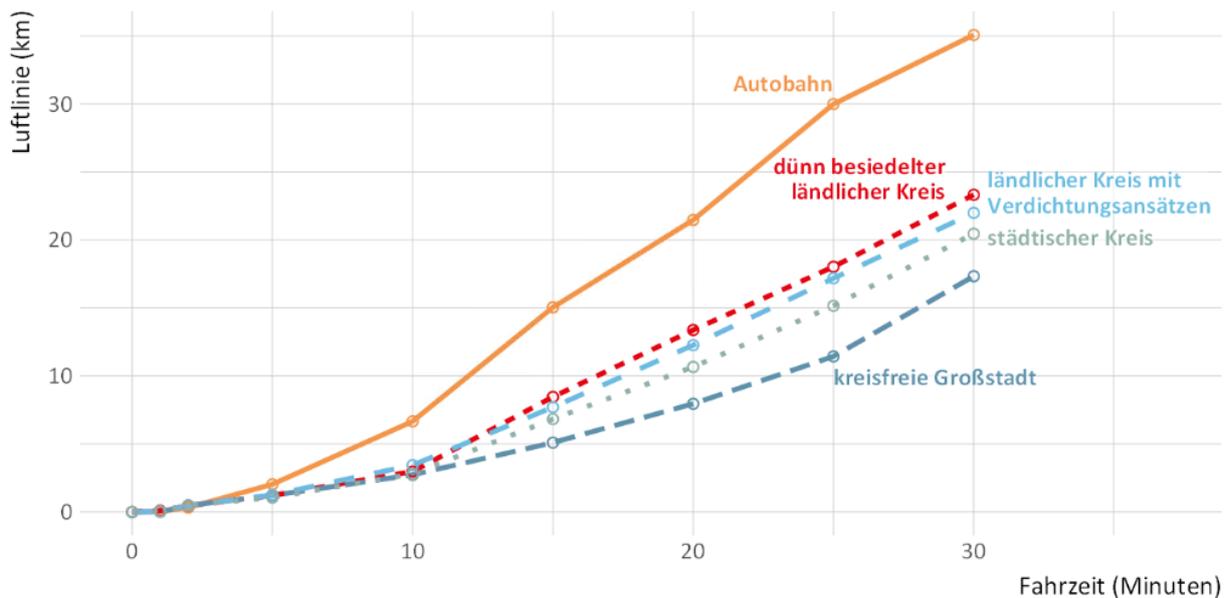


Anmerkung: Beispielhafte räumliche Marktabgrenzung für einen Ladestandort vor der Geschäftsstelle der Monopolkommission (roter Punkt) auf Basis von Luftliniendistanzen (links) und Fahrzeiten (rechts). Die blau eingefärbten Punkte stellen potenzielle Wettbewerbsstandorte dar.

Quelle: BNetzA; BKG Routing Schnittstelle (Web ORS); Geodaten von OpenStreetMap (ODbL); Karte von Stamen Design (CC BY 3.0); eigene Darstellung und Berechnung

277. Selbst wenn derart geringe Unterschiede im Rahmen einer Betrachtung der durchschnittlichen Wettbewerbssituation einzelner Regionen oder auch bundesweit kaum eine Rolle spielen dürften, spricht ein zusätzlicher Grund dafür, zur räumlichen Abgrenzung von Lademärkten auf Fahrzeiten zurückzugreifen: Im Gegensatz zur kartellrechtlichen Amtspraxis dient das Gutachten der Monopolkommission einer bundesweiten Bewertung des Wettbewerbs im Ladesäulenmarkt. Während im Rahmen der Fusionskontrolle spezifische Einzelfälle geprüft werden müssen, deren regionale Besonderheiten vollständig berücksichtigt werden können, geht mit der Analyse des gesamten Sektors notwendigerweise eine Aggregation und damit eine Durchschnittsbildung einher. Insofern ist es hilfreich, dass regionale Unterschiede – beispielsweise die Siedlungsdichte oder das Straßennetz – implizite Berücksichtigung in der fahrzeitbasierten Marktabgrenzung finden. Zur Veranschaulichung zeigt Abbildung 4.5, wie die zurücklegbaren Distanzen zu einem alternativen Ladestandort für eine gegebene Fahrzeit variieren, je nachdem in welchem siedlungsstrukturellen Kreistyp man sich befindet. Innerhalb von Großstädten kommen Verbraucherinnen und Verbraucher am langsamsten voran; je ländlicher eine Region ist, desto größer ist auch die Distanz, die in einer gegebenen Zeit zurückzulegen ist. Erwartungsgemäß sind auch weit voneinander entfernte Autobahnstandorte in einer vergleichsweise geringen Zeit erreichbar. Da auch die Ausbaudichte der Ladeinfrastruktur zwischen Ballungszentren von Großstädten und ländlichen Räumen variiert, sind in letzteren Ladesäulen durchschnittlich weiter entfernt. Diesem Umstand wird durch die Wahl einer einheitlichen Fahrzeit, die je nach lokaler Straßeninfrastruktur einer anderen Distanz entspricht, Rechnung getragen.

Abbildung 4.5: Luftliniendistanzen und Fahrzeiten zwischen Ladestandorten nach Siedlungsstruktur



Anmerkung: Die abgebildeten Datenpunkte geben den Median aller paarweisen Luftliniendistanz-Fahrzeit-Kombinationen zwischen Ladepunkten an, die im jeweiligen siedlungsstrukturellen Kreistyp beginnen bzw. an Autobahnen liegen.

Quelle: BNetzA, BKG Routing Schnittstelle (Web ORS), Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung, eigene Berechnungen

278. Für die nachfolgende Analyse verwendet die Monopolkommission in allen Märkten abseits der Autobahn eine räumliche Marktabgrenzung von 15 Minuten für Normal- und Schnellladepunkte insgesamt, was im Mittel je nach Siedlungstyp einer Strecke von 5 bis 8 km entspricht. Im Autobahnmarkt wird der bisherigen Praxis der Kartellbehörden folgend mit 30 Minuten ein deutlich weiterer Radius gewählt.²²¹ Basierend auf demselben Argument, dass Verbraucherinnen und Verbraucher mit einer Präferenz für sehr schnelles Laden bereit sind, weitere Strecken zu einer Ladesäule zu fahren, wird auch im HPC-Markt ein Radius von 30 Minuten unterstellt. Die Wahl alternativer Marktradien verändert in Bezug auf die Wettbewerbsentwicklung qualitativ nichts an den nachfolgenden Ergebnissen. Anhang A enthält einen Überblick zum Einfluss unterschiedlicher Marktgrößen sowie zur Verwendung von Luftliniendistanzen.

4.2.2 Bundesweiter Rückgang der Anbieterkonzentration

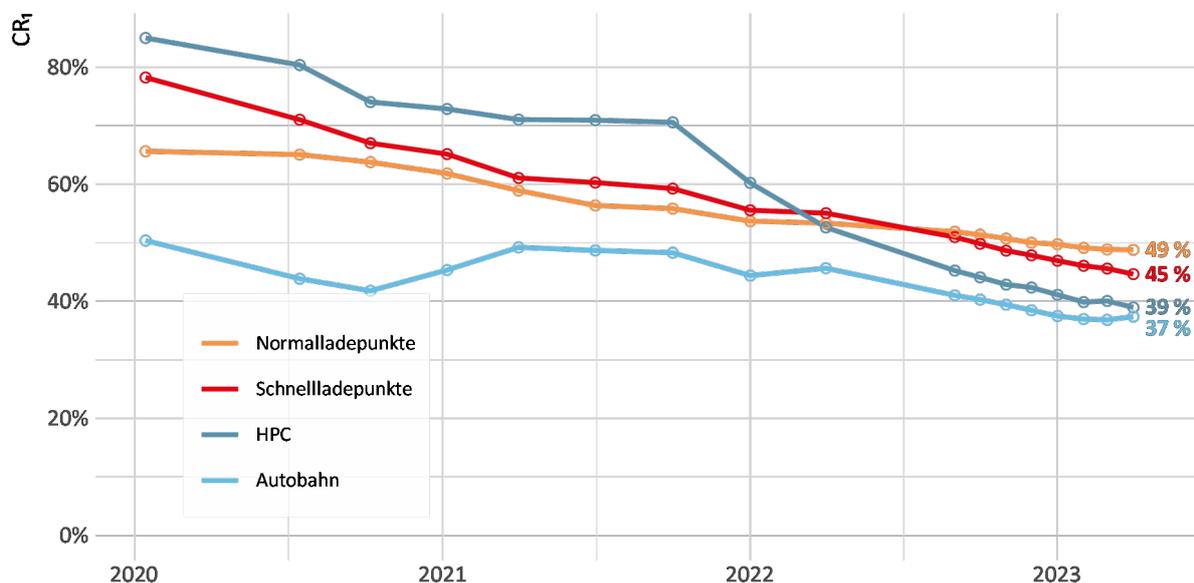
279. Zur Bewertung der Wettbewerbsverhältnisse auf lokalen Ladesäulenmärkten misst die Monopolkommission den Grad an Ausweichalternativen, die Verbraucherinnen und Verbrauchern innerhalb der angenommenen Märkte zur Verfügung stehen. Ergibt diese Messung, dass der relevante Markt hoch konzentriert ist, da ein Anbieter einen erheblichen Anteil kontrolliert, bestehen womöglich nur unzureichende Ausweichalternativen und es kann vermutet werden,

²²¹ EC, M.8870, E.ON/Innogy, a. a. O., vgl. Fn. 216, 379; BKartA, B8-134/21, Rhein-Energie/Westenergie, a. a. O., vgl. Fn. 219, 208.

dass der Anbieter in der Lage ist, supra-kompetitive Preise aufzurufen. Zur Messung der Konzentration verwendet die Monopolkommission die Konzentrationsrate CR_1 . Sie gibt an, welcher prozentuale Anteil aller Ladepunkte eines relevanten Marktes durch den größten Anbieter kontrolliert wird. Zur Berechnung einer aggregierten Kennziffer für einzelne Regionen bzw. den gesamten Sektor werden Mittelwerte aller sachlich und räumlich relevanten Märkte verwendet.

280. Wie die Ergebnisse auf Bundesebene in Abbildung 4.6 zeigen, ist in allen sachlich relevanten Märkten ein deutlicher Rückgang der Konzentration zu beobachten. Der Markt für Normalladepunkte ist derzeit mit knapp 49 Prozent am höchsten konzentriert. Im bundesweiten Durchschnitt kontrolliert an jeder Normalladesäule ein einzelner CPO knapp die Hälfte aller alternativen Ladepunkte im Umkreis von 15 Minuten. Bei den höheren Ladegeschwindigkeiten fällt die Konzentration etwas geringer aus. Auffällig ist hier der Rückgang der Konzentrationsrate im HPC-Markt seit Ende 2021, in dem sich die verstärkte Investition in Ladeinfrastruktur mit hoher Leistung widerspiegelt.

Abbildung 4.6: Entwicklung der durchschnittlichen Konzentrationsrate nach Markt, 2020–2023



Anmerkung: Bundesweiter Durchschnitt der CR_1 Konzentrationsrate aller jeweils relevanten Märkte. Informationsstand: 1. April 2023.

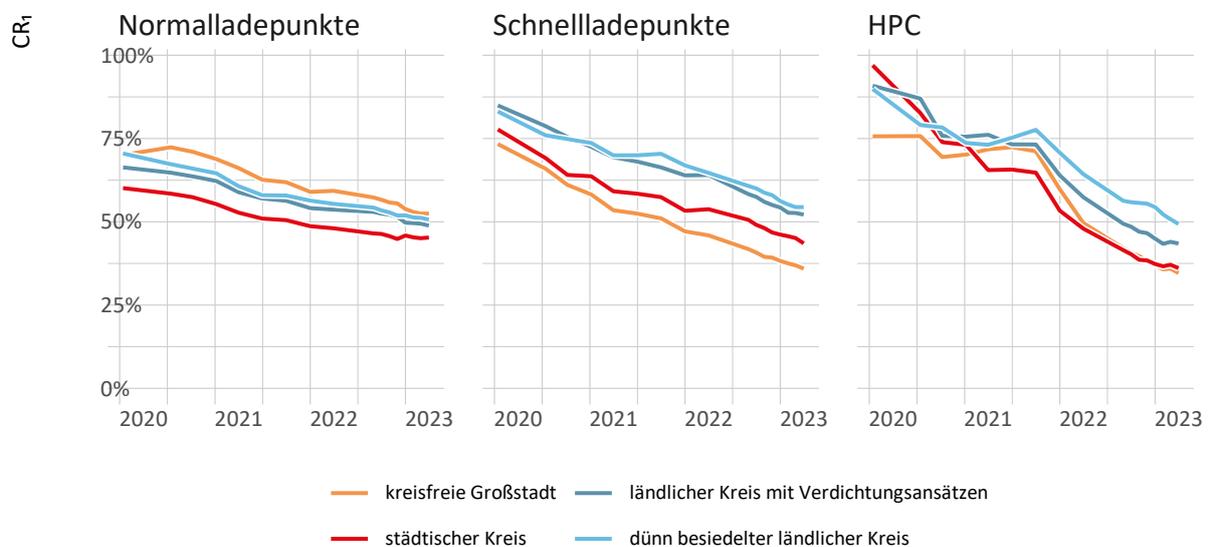
Quelle: BNetzA; BKG; eigene Berechnung und Darstellung

281. Ein bundesweiter Mittelwert kann potenzielle Wettbewerbsunterschiede auf regionaler Ebene überdecken. Daher bietet Abbildung 4.7 einen differenzierteren Blick auf die Entwicklung der Konzentrationsraten, indem vier Siedlungsstrukturtypen unterschieden werden, nach denen das Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung die Kreise und kreisfreien Städte

klassifiziert.²²² Zunächst ist dabei festzustellen, dass die einzelnen Siedlungsstrukturtypen seit Anfang 2020 in allen Märkten nahezu identische Trends aufweisen. Dies ist insofern nicht unbedingt selbstverständlich, da der Ausbau der Ladeinfrastruktur mit hohen Kosten verbunden ist und in ländlichen Regionen aufgrund der geringeren Bevölkerungsdichte ein längerer Investitionshorizont notwendig ist. Inwiefern hier verschiedene öffentliche Förderprogramme beigetragen haben, dass ländliche Regionen mit der allgemeinen Marktentwicklung schritthalten, müsste eine gesonderte Analyse zeigen.

282. Darüber hinaus wird deutlich, dass in Großstädten weitaus weniger Wettbewerb im Markt für Normalladepunkte herrscht als dies bei schnellen und HPC-Ladepunkten der Fall ist. Während die Konzentrationsrate bei Normalladepunkten im Vergleich zu allen übrigen Siedlungsstrukturtypen mit 52 Prozent am höchsten ist, weisen Großstädte im Schnellladebereich mit rund 37 Prozent den mit Abstand niedrigsten Wert auf. Im HPC-Markt mit größerem Fahrzeitradius liegen die städtischen Kreise gleich auf.

Abbildung 4.7: Konzentrationsentwicklung nach Siedlungsstrukturtyp, 2020–2023



Anmerkung: Auf den Autobahnmarkt wurde in dieser Darstellung verzichtet, da eine Differenzierung nach Siedlungsstrukturtypen dort wenig sinnvoll erscheint. Informationsstand: 1. April 2023.

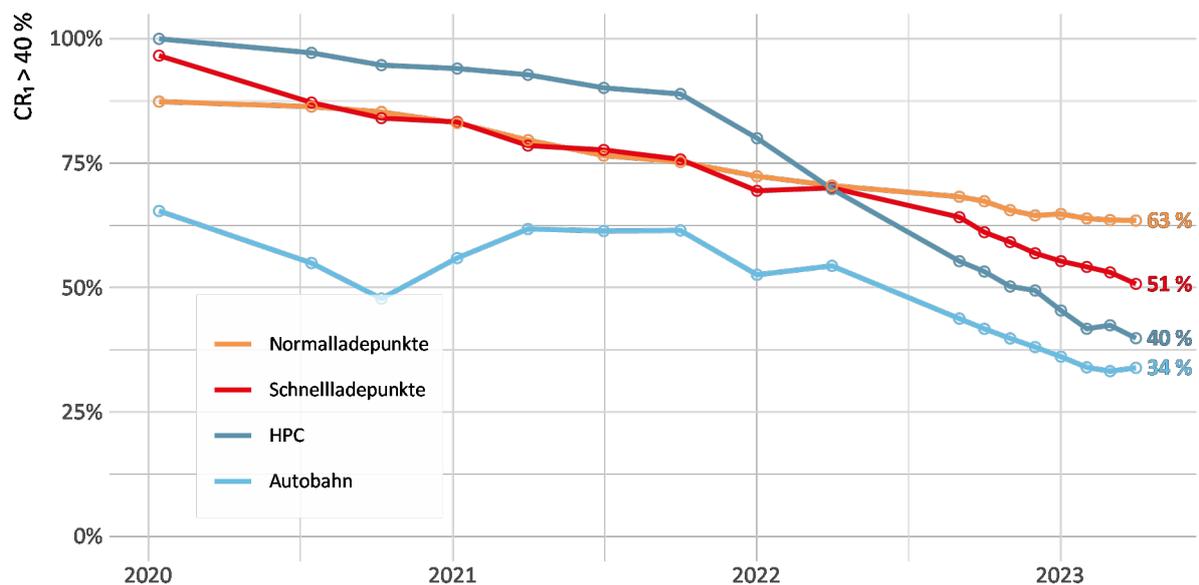
Quelle: BNetzA; BKG; BBSR; eigene Berechnung und Darstellung

283. Schließlich kann zur Einschätzung der regionalen Variation von Marktmacht untersucht werden, in wie vielen der lokalen Märkte der jeweils größte Anbieter mit seinem Marktanteil

²²² Kreisfreie Großstädte: Kreisfreie Städte mit mind. 100.000 Einwohnern; Städtische Kreise: Kreise mit einem Bevölkerungsanteil in Groß- und Mittelstädten von mind. 50 % und einer Einwohnerdichte von mind. 150 E./km², sowie Kreise mit einer Einwohnerdichte ohne Groß- und Mittelstädte von mind. 150 E./km²; Ländliche Kreise mit Verdichtungsansätzen: Kreise mit einem Bevölkerungsanteil in Groß- und Mittelstädten von mind. 50 %, aber einer Einwohnerdichte unter 150 E./km², sowie Kreise mit einem Bevölkerungsanteil in Groß- und Mittelstädten unter 50 % mit einer Einwohnerdichte ohne Groß- und Mittelstädte von mind. 100 E./km²; dünn besiedelte ländliche Kreise: Kreise mit einem Bevölkerungsanteil in Groß- und Mittelstädten unter 50 % und Einwohnerdichte ohne Groß- und Mittelstädte unter 100 E./km².

die kartellrechtliche Marktbeherrschungsvermutung überschreitet. Hierzu zeigt Abbildung 4.8 den jeweiligen prozentualen Anteil aller relevanten Märkte, deren Marktführer mehr als 40 Prozent der alternativen Ladepunkte kontrolliert. Wie bei der durchschnittlichen Konzentrationsrate schneiden auch hier die Märkte für Normalladepunkte am schlechtesten ab. In über 60 Prozent der Fälle sind Verbraucherinnen und Verbraucher in einem lokalen Markt mit einem (vermutlich und widerleglich) marktbeherrschenden CPO konfrontiert. Der Markt für Autobahnladepunkte weist auch nach diesem Maß die geringste Konzentration auf. Dort ist nur in einem Drittel der Fälle zu vermuten, marktbeherrschende Betreiber vorzufinden. Generell zeigt die Betrachtung, dass der Ausbau im Bereich schneller und sehr schneller Ladeeinrichtungen in den vergangenen beiden Jahren deutlich vorangeschritten ist und dabei auch die Betreiber Vielfalt zugenommen hat, sodass Verbraucherinnen und Verbrauchern vor Ort jeweils alternative CPOs zur Verfügung stehen. Im direkten Vergleich erscheint die Entwicklung im Normalladepunktemarkt hingegen weniger dynamisch. Es bleibt abzuwarten, ob die Betreiber Vielfalt hier mittelfristig stagniert bzw. der Markt selbst im Zuge fortschreitender technologischer Entwicklung an Bedeutung verliert. Derzeit sind noch etwa acht von zehn Ladepunkten dem Normallademarkt zuzuordnen. Gemessen an der verfügbaren Leistung wurde er jedoch spätestens Anfang 2023 vom Schnelllademarkt überholt (vgl. Abbildung 4.1).

Abbildung 4.8: Entwicklung der Marktdominanz, 2020–2023



Anmerkung: Dargestellt ist der prozentuale Anteil der jeweiligen Märkte, in denen der größte Anbieter über 40 Prozent der Ladepunkte kontrolliert.

Quelle: BNetzA; BKG; eigene Berechnung und Darstellung

4.2.3 Regional dominieren weiterhin einzelne Anbieter

284. Die berechneten Konzentrationsraten auf Einzelmarktebene ermöglichen neben der regional aggregierten Querschnittsanalyse auch eine Bewertung der Marktdominanz jedes einzelnen CPOs. Diese Betrachtungsweise ist eher von kartellrechtlicher und weniger von industriepolitischer Bedeutung, gleichwohl könnte eine gesicherte und überregional vergleichbare

Einschätzung der jeweiligen Marktanteile auch im Rahmen kommunaler Ausschreibungen, die eine Durchmischung lokal tätiger Anbieter zum Ziel haben, als quantitatives Kriterium herangezogen werden. Zur Berechnung der jeweiligen Marktdominanz hat die Monopolkommission ermittelt, an wie vielen ihrer Standorte die CPOs im relevanten Markt mehr als 40 Prozent der vorhandenen Ladepunkte kontrollieren. Tabelle 4.2 enthält für einen Überblick die 10 marktmächtigsten Betreiber unter den im jeweiligen Markt größten Anbietern. Hierbei wird deutlich, dass bei den Normalladepunkten nach wie vor kommunale Versorger über die mit Abstand größten Marktanteile verfügen. Demnach kontrolliert in Hamburg die Stromnetz Hamburg GmbH an 99 Prozent ihrer Standorte mehr als 40 Prozent des relevanten Marktes. Ähnlich sieht es in Düsseldorf, Leipzig und Dortmund aus. Berücksichtigt man auch kleinere Betreiber mit einer geringeren Zahl an Standorten, wären in dieser Liste die vorderen Plätze durch kommunale Stadtwerke besetzt. Im Markt für Schnellladepunkte herrscht unter den größten CPOs stärkerer Wettbewerb bzw. ihre Standorte sind nicht in ähnlichem Maße auf einzelne Regionen konzentriert. So sind beispielsweise EnBW, Tesla und Total deutschlandweit tätig und haben daher an maximal der Hälfte ihrer Standorte eine vermutlich marktbeherrschende Position.

Tabelle 4.2: Top-10 dominante CPOs im Normal- und Schnelllademarkt

Normalladepunkte		Schnellladepunkte	
CPO	Anteil* > 40 %	CPO	Anteil* > 40 %
Energieservice Rhein-Main GmbH	100	enercity Aktiengesellschaft	96,8
Stromnetz Hamburg GmbH	99	SachsenEnergie AG	89,3
SWD AG	95,6	Stromnetz Hamburg GmbH	67,1
Stadtwerke Leipzig GmbH	93,5	TEAG Mobil GmbH	60,5
Entega Plus GmbH	92,6	Tesla Germany GmbH	52,2
Dortmunder Energie- und Wasserversorgung GmbH	91,3	EnBW mobility+ AG und Co. KG	49
Berliner Stadtwerke KommunalPartner GmbH	89,8	Numbat GmbH	45
SachsenEnergie AG	89,8	GP JOULE Connect GmbH	40,6
SWM Versorgungs GmbH	89,2	DRWZ Mobile GmbH	37,5
Mercedes-Benz AG	85,3	Pfalzwerke AG	34

Anmerkung: *Angabe in Prozent. Ausgewählt wurden je Markt die 10 CPOs mit dem höchsten Anteil ihrer lokalen Märkte, in denen sie mehr als 40 % der relevanten Ladepunkte kontrollieren. Dazu wurden nur die 30 größten CPOs gemessen an der Anzahl ihrer Standorte im jeweiligen Markt betrachtet. Informationsstand: 1. April 2023.

Quelle: BNetzA; BKG; eigene Berechnung

4.3 Zusammenhang von Marktkonzentration und Ladepreisen

285. Zur quantitativen Analyse des deutschen Ladeinfrastrukturmarkts hat die Monopolkommission bisher nur die eigens ermittelten Konzentrationsindikatoren herangezogen. Die Bewertung der beobachteten Trends basierte dabei auf einem theoretischen Argument: Hohe Marktkonzentration schwächt tendenziell den Anbieterwettbewerb und kann sich somit langfristig für Verbraucherinnen und Verbraucher nachteilig auswirken (z. B. in Form höherer Preise). Für das vorliegende Gutachten stehen der Monopolkommission erstmals umfangreiche Preisdaten zur Verfügung, sodass diese Hypothese im betrachteten Markt nun auch mit erster empirischer Evidenz ergänzt werden kann.²²³ Wichtig zu betonen bleibt dabei jedoch, dass die nachfolgende Analyse keinen kausalen Effekt der Marktkonzentration auf die jeweiligen Preise ermittelt, sondern ausschließlich eine Korrelation beider Größen darstellt. Grundsätzlich ist der empirische Zusammenhang von Marktkonzentration und Preisen mit Vorsicht zu interpretieren, da beide ein Ergebnis des Zusammenspiels von Angebot und Nachfrage im Marktgleichgewicht darstellen und sich wechselseitig beeinflussen.²²⁴

286. Die hier verwendeten Preisdaten stammen von der bundeseigenen NOW GmbH, unter deren Dach die Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur angesiedelt ist. Sie ist u. a. für die Umsetzung und Koordination von Förderprogrammen im Bereich nachhaltiger Mobilität und Energieversorgung zuständig und verantwortet somit auch den geförderten Ausbau öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur. Teil der Förderbedingungen ist die Verpflichtung von Betreibern, in regelmäßigen Zeitabständen Informationen zum Betrieb der geförderten Ladepunkte zu übermitteln. Dazu zählen neben Daten zur Auslastung auch die zum Zeitpunkt der Meldung geltenden Ad-hoc-Ladepreise. Für ihre Wettbewerbsanalyse wurden der Monopolkommission die Preismodelle aller Ladepunkte übermittelt, für die im Rahmen von Bundesförderprogrammen Daten im Zeitraum zwischen August 2020 und Dezember 2022 vorliegen. In der Regel erfolgt die Meldung durch die Ladepunktbetreiber halbjährlich im Februar und August; darüber hinaus liegen auch Daten zum Jahresende 2022 vor. Somit stehen je Ladepunkt Preisinformationen zu bis zu sechs Zeitpunkten aus den vergangenen drei Jahren zur Verfügung. Insgesamt enthalten die Daten mehr als 88.000 Beobachtungen, wobei Normalladepunkte mit einer Leistung bis maximal 22 kW rund 83 Prozent davon ausmachen (vgl. Tabelle 4.3). Bezogen auf die in Abbildung 4.1 dargestellte Gesamtzahl öffentlich zugänglicher Ladepunkte in Deutschland geht der Anteil geförderter Ladepunkte stetig zurück und betrug zuletzt knapp 25 Prozent.

²²³ Gleichwohl existieren zum Zusammenhang von Marktkonzentration und Preisen bzw. Preisauflagen allgemein bzw. in spezifischen Märkten bereits zahlreiche empirische Studien, z. B. Díez, F./Leigh, D./Tambunlertchai, S., *Global Market Power and Its Macroeconomic Implications*, Washington, D.C., 2018; Eide, L.S./Erraia, J./Grimsby, G., *Industry Concentration and Profitability in Europe: The Case of Norway*, *Jahrbücher für Nationalökonomie und Statistik*, 241, 2021, S. 577–622; Grullon, G./Larkin, Y./Michaely, R., *Are US Industries Becoming More Concentrated?*, *Review of Finance*, 23, 2019, S. 697–743; Koltay, G./Lorincz, S./Valletti, T.M., *Concentration and Competition: Evidence from Europe and Implications for Policy*, *SSRN Electronic Journal*, 2021.

²²⁴ Berry, S./Gaynor, M./Scott Morton, F., *Do Increasing Markups Matter? Lessons from Empirical Industrial Organization*, *Journal of Economic Perspectives*, 33, 2019, S. 44–68; Miller, N. u. a., *On the misuse of regressions of price on the HHI in merger review*, *Journal of Antitrust Enforcement*, 10, 2022, S. 248–259.

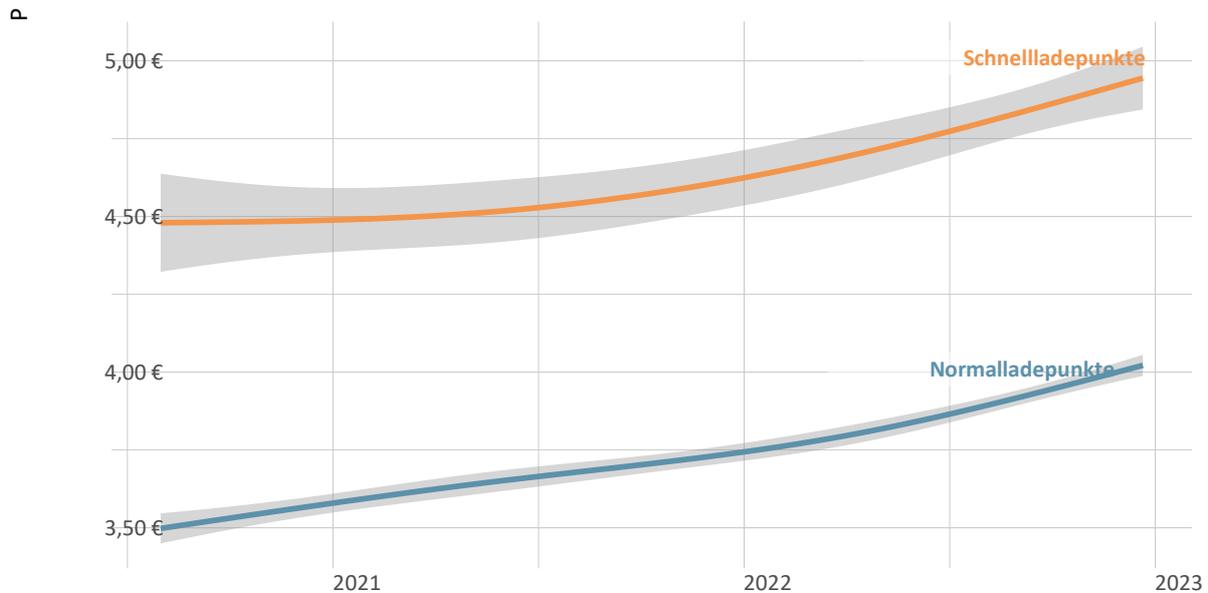
Tabelle 4.3: Beobachtungszahlen der Ad-hoc-Preisdaten

Stichtag	Normalladepunkte	Schnellladepunkte	Gesamt
01.08.2020	8.269	1.524	9.793
02.02.2021	10.009	1.792	11.801
01.08.2021	11.509	2.033	13.542
01.02.2022	13.115	2.514	15.629
01.08.2022	14.243	3.152	17.395
21.12.2022	16.321	3.563	19.884
<i>Summe</i>	<i>73.466</i>	<i>14.578</i>	<i>88.044</i>

Quelle: NOW GmbH

287. Die in den Daten abgebildeten Preismodelle für die Ad-hoc-Nutzung der Ladepunkte variieren sowohl zwischen Betreibern als auch über den Beobachtungszeitraum. Ladepreise können sich aus mehreren Bestandteilen zusammensetzen: einer Pauschale je Ladevorgang, einem Arbeitspreis je geladener Kilowattstunde und einer Gebühr für bestimmte Zeiteinheiten.²²⁵ In den Daten finden sich alle denkbaren Kombinationen dieser Preiskomponenten, sodass ein Vergleich nicht nur auf den Preis je Kilowattstunde abstellen kann. Aus diesem Grund wurde für jeden Ladepunkt der Gesamtpreis für einen Ladevorgang von 10 kWh berechnet und dabei auch die durch die jeweilige Leistung bestimmte Ladedauer berücksichtigt. Für alle geförderten Ladepunkte ergibt sich somit der in Abbildung 4.9 dargestellte durchschnittliche Preistrend. Dabei wird ersichtlich, dass beide Märkte – Normal- und Schnellladepunkte – im gesamten Beobachtungszeitraum einen stetigen Preisanstieg aufweisen, der sich jedoch im Jahr 2022 beschleunigt hat.

²²⁵ Nach Auskunft der NOW GmbH wird die angegebene Gebühr pro Zeiteinheit von Beginn des Ladevorgangs berechnet und entspricht nicht einer zusätzlichen Gebühr, die erst ab einer festgelegten Standzeit anfällt, um Dauerparker abzuschrecken.

Abbildung 4.9: Entwicklung der Ad-hoc-Ladepreise geförderter Ladepunkte, 2020–2022

Anmerkung: Preistrends entsprechen REML-Schätzungen von GAM-Modellen mit kubischen Splines mit 95 %-Konfidenzintervall. Aufgrund ihrer geringen Zahl wurden Ladepunkte an Autobahnstandorten nicht berücksichtigt.

Quelle: NOW GmbH; eigene Berechnung und Darstellung

288. Für eine Analyse des Zusammenhangs von Anbieterkonzentration und Ad-hoc-Preisen wurden die oben dargestellten Konzentrationsraten mit den Preisdaten zusammengeführt. Da sich die Herkunft der beiden Datensätze unterscheidet, sind sie allerdings nicht auf der Ebene einzelner Ladepunkte zu verknüpfen.²²⁶ Um dennoch möglichst große Teile der regionalen Unterschiede zu bewahren, wurden die Preise und Konzentrationsraten auf der Ebene von Postleitzahlgebieten aggregiert und verknüpft. Aufgrund der geringen Beobachtungszahl von Schnellladepunkten in den Preisdaten wurde die weitere Analyse auf den Markt der Normalladepunkte beschränkt. Um schließlich der Fragestellung nachzugehen, ob die zeitliche Entwicklung von Ladepreisen unterschiedlich ausfällt, je nachdem ob die betrachteten lokalen Märkte eine hohe oder niedrige Konzentration aufweisen, wurden die einzelnen Postleitzahlgebiete in zwei Gruppen eingeteilt. Dazu wurde zunächst für jedes Gebiet die im Zeitablauf durchschnittliche Konzentrationsrate ermittelt; als hochkonzentriert wurden diejenigen Gebiete klassifiziert, deren durchschnittliche Konzentrationsrate über dem 75. Perzentil liegt.²²⁷ Anschließend wurden für beide Gruppen Preistrends geschätzt, die in Abbildung 4.10 dargestellt sind. Darin

²²⁶ Hierzu wären beispielsweise eindeutige Identifikationsnummern für jeden öffentlich zugänglichen Ladepunkt erforderlich, die im Rahmen der Anmeldung bei der Bundesnetzagentur zugewiesen werden könnten. Adressdaten sind für eine eindeutige Verknüpfung generell zu ungenau, da zum einen mehr als ein Ladepunkt unter einer gegebenen Adresse geführt wird und zum anderen Adresseingaben fehleranfällig sind (insbesondere, wenn unterschiedliche Personen im Auftrag des Betreibers die Meldung bei der Bundesnetzagentur bzw. bei der NOW GmbH vornehmen). Ähnliches gilt für die Koordinaten der Standorte (vgl. hierzu auch Anhang C).

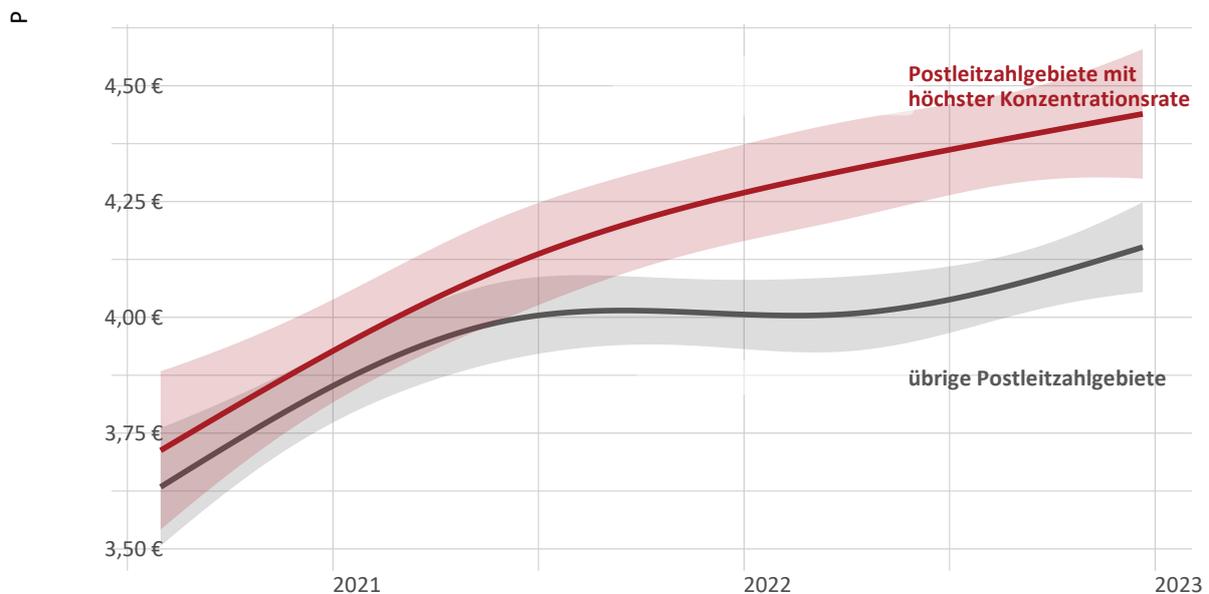
²²⁷ Dem in Abschnitt 4.2.2 dargelegten allgemeinen Trend folgend sinkt die durchschnittliche Konzentrationsrate in den hochkonzentrierten Postleitzahlgebieten von knapp 91 Prozent im August 2020 auf 75 Prozent im Dezember 2022. In den übrigen Postleitzahlgebieten ist ein Rückgang von 57 Prozent auf 44 Prozent zu beobachten.

zeigt sich, dass die Gebiete unabhängig von ihrer Konzentrationsrate zu Beginn des Analysezeitraums ähnlich hohe Preise und dieselbe Preisentwicklung aufwiesen. Unterschiede in der Preishöhe könnten teilweise durch strukturelle Unterschiede beider Gruppen erklärt werden: Die hochkonzentrierten Gebiete umfassen zu einem höheren Anteil die beiden Extrema der vier siedlungsstrukturellen Kreistypen und liegen verstärkt in dünn besiedelte ländlichen Gebieten sowie in kreisfreien Großstädten.²²⁸ Womöglich beeinflussen entsprechend unterschiedliche hohe Investitionsbedarfe die Preishöhe. Da diese Unterschiede zeitinvariant sind, sollten sie jedoch keinen erheblichen Einfluss auf Preisveränderungen im Zeitverlauf haben. Insofern ist es bedeutsam, dass ab Mitte 2021, d. h. nachdem der Markt für Elektromobilität eine Hochlaufphase durchlaufen hatte, die Preistrends beider Gruppen voneinander abweichen und der Preisanstieg in den hochkonzentrierten Postleitzahlgebieten bis zum Jahresende 2022 um rund 20 Cent höher ausfällt als in den übrigen Postleitzahlgebieten.²²⁹

²²⁸ Die beiden Gruppen setzen sich folgendermaßen zusammen: Hochkonzentrierte Postleitzahlgebiete liegen zu 24 Prozent in dünn besiedelten ländlichen Kreisen, zu 19,7 Prozent in ländlichen Kreisen mit Verdichtungsansätzen, zu 28,5 Prozent in städtischen Kreisen und zu 27,8 Prozent in kreisfreien Großstädten; die entsprechenden Anteile der übrigen Postleitzahlgebiete lauten 18,8 Prozent (ländlich, dünn besiedelt), 21,5 Prozent (ländlich, Verdichtungsansätze), 44,8 Prozent (städtisch) und 14,9 Prozent (Großstädte).

²²⁹ Zusätzlich zur hier abgebildeten GAM-Modellierung wurde auch ein einfaches lineares Modell der Form $p_{igt} = \lambda_g + \gamma_t + \beta D_{gt} + \varepsilon_{igt}$ geschätzt, in dem λ_g und γ_t gruppen- bzw. zeitspezifische fixe Effekte abbilden und D_{gt} ein Indikator dafür ist, ob es sich um eine Beobachtung der hochkonzentrierten Postleitzahlgebieten nach Mitte 2021 handelt. Der mit β geschätzte Unterschied im Preisanstieg beträgt dabei rund 22 Cent (p-Wert < 0,001 bei geclusterten Standardfehlern auf Gruppenebene).

Abbildung 4.10: Preisentwicklung in Abhängigkeit von durchschnittlicher Marktkonzentration



Anmerkung: Die mit dem roten Trend dargestellten Postleitzahlgebiete haben im Analysezeitraum eine durchschnittliche Konzentrationsrate über dem 75. Perzentil aller Gebiete. Der graue Trend beschreibt die übrigen Postleitzahlgebiete. Trends entsprechen REML-Schätzungen von GAM-Modellen mit kubischen Splines. Die transparenten Bereiche bilden ein 95 %-Konfidenzintervall um den geschätzten Trend ab.

Quelle: NOW GmbH; BNetzA; BKG; eigene Berechnung und Darstellung

289. Diese ersten Ergebnisse unterstützen die bisherige Annahme, dass eine hohe Anbieterkonzentration im Markt für Ladeinfrastruktur mit höheren Preisen für Verbraucherinnen und Verbraucher einhergehen kann. Sie stellen allerdings keinen abschließenden Nachweis eines kausalen Effekts dar. Zum einen sind hierzu die Qualität und der Umfang der Daten unzureichend, da ein längerer Analysezeitraum, eine Berücksichtigung nicht geförderter Ladepunkte und eine Verknüpfung von Preisen auf Marktebene über die einzelnen Ladepunkte wünschenswert wären, um den ökonometrischen Herausforderungen bei der Bestimmung von Einflussfaktoren auf Marktpreise zu begegnen. Zum anderen beschränkt sich die Analyse auf Ad-hoc-Preise, die im bisherigen Marktumfeld keine relevante Rolle gespielt haben (vgl. hierzu Abschnitt 4.4.1). Im besten Fall sollten künftige Wettbewerbsanalysen auch die CPO-Verrechnungspreise berücksichtigen können, die mit den EMPs vereinbart werden. So könnten regionale Unterschiede in der Verhandlungsmacht der einzelnen Teilnehmer direkter nachvollzogen werden.

4.4 Ordnungspolitische Problemfelder

4.4.1 Level-Playing-field zwischen Ad-hoc-Laden und EMP-Laden schaffen

290. Die Monopolkommission geht davon aus, dass die derzeitige Struktur der Bezahlung von Ladeleistungen aus wettbewerbsökonomischer Perspektive Probleme aufwirft. Wie in Abschnitt 3.1.2 beschrieben, unterscheiden sich die Bezahlprozesse erheblich von denen auf den

Tankstellenmärkten. Ein wesentliches Merkmal der Lademärkte ist, dass Ladekundinnen und -kunden in der Regel ein oder mehrere Dauerschuldverhältnisse mit einem oder mehreren E-Mobility-Service-Providern (EMP) eingehen. Typischerweise ist dies mit der Ausgabe von Ladekarten verbunden, die eine einfache Abwicklung des Bezahlvorgangs beim Laden ermöglichen. Die Monopolkommission hat die wettbewerbspolitischen Risiken, die sich aus der beschriebenen Marktstruktur ergeben, bereits im 8. Sektorgutachten erstmalig angesprochen.²³⁰

4.4.1.1 Intransparente Ad-hoc-Preise mit wettbewerbsbeschränkender Wirkung

291. Tatsächlich ist anzunehmen, dass die Preise von der regionalen Konzentration abhängig sind. Ladesäulenbetreiber (CPO), die regional einen signifikanten Anteil der Ladesäulen kontrollieren und damit über Marktmacht verfügen, können tendenziell höhere Preise verlangen. Auf Wettbewerbsmärkten erhöhen hohe Preise allerdings den Anreiz für Wettbewerber in den Markt einzutreten, was wiederum zu einer Preissenkung führt. Weil heute jedoch die Zahlungsmöglichkeit über einen EMP mittels Ladekarte den typischen Weg darstellt, ist es einem neu in den Markt eintretenden Betreiber von Ladesäulen (CPO) nicht ohne weiteres möglich, über den Preis in den Wettbewerb um Kundinnen und Kunden einzutreten. Er kann schlichtweg kein eigenes Preisangebot machen. Vielmehr ist er vor allem darauf angewiesen, von den EMP attraktive Verrechnungspreise für die Nutzung seiner Ladepunkte verlangen zu können. Hohe regionale Marktmacht äußert sich entsprechend als Verhandlungsmacht gegenüber einem EMP und ermöglicht es einem CPO, bessere Verrechnungspreise für die Nutzung seiner Ladesäulen zu erhalten. Hinzu kommt, dass mehrere große EMP ihre Preise nicht regional und zwischen unterschiedlichen Ladesäulenbetreibern unterscheiden (Tarifbeispiele, siehe Kasten, S. 111). Hohe Verrechnungspreise an einen marktmächtigen CPO gehen mit geringeren Preisen an einen kleineren CPO in einem Einheitspreis vieler EMP auf. Die hohen Verrechnungspreise regional marktmächtiger CPO erhöhen demnach das allgemeine Preisniveau, nicht aber das relative an den eigenen Ladesäulen. Aus Sicht eines CPO verstärken die Einheitspreise deshalb den Vorteil regionaler Marktmacht und die Wahrscheinlichkeit von Markteintritten wird reduziert.²³¹

292. Zudem ist derzeit unklar, wie intensiv der Wettbewerb auf der Ebene der EMP ist. Eine genaue Analyse der Vertragskonstellationen und eine Marktmachtbetrachtung, insbesondere auf Basis von Daten zu den schwierig zu erfassenden Marktanteilen der dort tätigen Unternehmen, liegen bislang nicht vor. Die seit 2020 laufende Sektoruntersuchung des Bundeskartellamts zur Bereitstellung und Vermarktung von öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, zu der bislang nur ein Sachstandsbericht aus dem Jahr 2021 veröffentlicht wurde, könnte ggf. zu einem besseren wettbewerbspolitischen Verständnis dieser Marktebene beitragen.

²³⁰ Monopolkommission, 8. Sektorgutachten Energie (2021), Wettbewerbschancen bei Strombörsen, E-Ladesäulen und Wasserstoff nutzen, Baden-Baden 2021, Tz. 146 ff.

²³¹ Monopolkommission, 8. Sektorgutachten Energie (2021), Wettbewerbschancen bei Strombörsen, E-Ladesäulen und Wasserstoff nutzen, Baden-Baden 2021, Tz. 151 ff.

293. Von besonderer Wettbewerbsrelevanz erscheint die Möglichkeit der CPO, Ladestrom auch direkt und ohne Zwischenschaltung eines EMP auf Basis des sog. Ad-hoc-Ladens anzubieten. Diese Möglichkeit lässt ein Konkurrenzverhältnis zwischen CPO und EMP vermuten.²³² Die Kundinnen und Kunden können entscheiden, ob sie die Nutzung einer Ladekarte oder die direkte Bezahlung an der Ladesäule bevorzugen. Bei funktionierendem Wettbewerb ist davon auszugehen, dass die EMP ihren hohen kumulierten Marktanteil gegenüber dem Ad-hoc-Laden halten können, da eine ausreichende Zahlungsbereitschaft für den zusätzlichen Service besteht. Die Tarife der EMP können dann um so viel höher sein, wie die EMP einen besseren bzw. zusätzlichen Service anbieten.

294. Dies setzt allerdings voraus, dass die Kundinnen und Kunden in der Lage sind, Ad-hoc-Ladetarife und EMP-Ladetarife miteinander zu vergleichen und auf dieser Basis eine Auswahlentscheidung zu treffen. Es ist naheliegend, dass Preisvergleiche zu einem Zeitpunkt durchgeführt werden, bevor eine konkrete Ladesäule für einen Ladevorgang aufgesucht wird. Ein Vergleich der Ladepreise auf Basis eines Vertrages mit einem EMP ist in der Regel relativ einfach möglich, da hier unabhängig von der Ladesäule der gleiche Vertragspartner für die Preisgestaltung verantwortlich ist. Viele EMP machen hierzu überregional pauschalisierte Preisangebote in ihren Tarifmodellen. Andere EMP, die je nach Säule individuelle Ladepreise aufrufen, können ihren Kunden z. B. über eine App einen Überblick über die Preise an den Ladesäulen verschiedener Anbieter zur Verfügung stellen.

295. Eine generelle Preisübersicht für Ad-hoc-Laden ist den CPO hingegen nicht möglich. Denn im Gegensatz zum EMP-Laden ist der Vertragspartner der Kundinnen und Kunden an jeder Ladesäule ein anderer, so dass jeder CPO nur seine eigenen Preise zur Verfügung stellen kann, was einfache Vergleichsmöglichkeiten unmöglich macht. Dementsprechend sind die Ladepreise aus Sicht der Ladekundinnen und -kunden beim EMP-Angebot transparent, während sie beim Ad-hoc-Laden den Preis in der Regel erst an der Ladesäule erfahren können. Dass dieser aufgrund einer Neuregelung der Preisangabenverordnung (PAangV) vor Beginn des Ladevorgangs angezeigt werden muss,²³³ löst das dargestellte Transparenzproblem nicht. Ein Preisvergleich vor dem Aufsuchen einer konkreten Ladesäule wird auf diese Weise nicht ermöglicht. Hinreichend ist ferner auch nicht, dass – wie die Bundesregierung argumentiert²³⁴ – Ladekundinnen und Kunden mit einer Ladekarte den von ihrem EMP aufgerufenen Preis durch die Regelungen in der Preisangabenverordnung mit dem Ad-hoc-Ladepreis vergleichen könnten. Dies erscheint eher praxisfern und stellt kein Level-Playing-field her, denn Kundinnen und Kunden

²³² So auch: Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung zur Bereitstellung und Vermarktung öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge: Sachstandsbericht, 2021, Rn. 58.

²³³ Die Neuregelung der Preisangabenverordnung trat am 28. Mai 2022 in Kraft. Gemäß § 14 Absatz 2e PAngV bestehen nun verschiedene Möglichkeiten für die Angabe des Arbeitspreises je Kilowattstunde sowie eventuell weiterer Preiskomponenten am Ladepunkt oder in dessen unmittelbarer Nähe zur Verfügung. Zulässig wären ein Aufdruck, Aufkleber, Preisaushang oder ähnliches, die Anzeige auf einem ggf. vorhandenen Display des Ladepunktes oder die Angabe des Preises über eine registrierungsfreie und kostenlose mobile Webseite, auf die am Ladepunkt oder in dessen unmittelbarer Nähe hingewiesen wird. Eine Vergleichbarkeit der Preise vor dem Aufsuchen eines Ladepunktes wird damit nicht ermöglicht.

²³⁴ Bundesregierung, Stellungnahme der Bundesregierung gemäß § 62 Absatz 2 Energiewirtschaftsgesetz zum 8. Sektorgutachten Energie der Monopolkommission, BR- Drucksache 399/22, 17. August 2022, S. 14.

müssten zunächst ein Dauerschuldverhältnis mit einem EMP eingehen und an der Ladesäule dann ggf. mit einem Smartphone eine mobile Webseite aufrufen, um einen Preisabgleich vorzunehmen. Die Möglichkeit, dass ein CPO durch günstige Ad-hoc-Ladepreise gezielt Kundinnen und Kunden gewinnt, bleibt ohne vorab möglichen Preisvergleich weiterhin verschlossen.

296. Nach Auffassung der Monopolkommission ist die geringere Transparenz ein wesentlicher Grund dafür, dass Ladekundinnen und -kunden heute das EMP-Laden, z. B. mittels Ladekarte, dem Ad-hoc-Laden vorziehen. Da ihnen beim Ad-hoc-Laden ein Preisvergleich vor dem Aufsuchen einer Ladesäule nicht ohne weiteres möglich ist, bliebe ihnen nur die Möglichkeit, den letztlich an der Ladesäule verlangten Preis zu akzeptieren oder mehrere Ladesäulen zum Vergleich abzufahren. Als Alternative wird auf das Angebot eines EMP ausgewichen. Das entsprechend geringe Interesse am Ad-hoc-Laden und die aufgrund der fehlenden Vergleichsmöglichkeit geringe Eignung des Ad-hoc-Preises als Preissignal erklären auch, warum die CPO das Angebot des Ad-hoc-Ladens nicht von sich aus stärker forcieren. Aus ihrer Sicht wird es von den Kundinnen und Kunden schlichtweg nicht nachgefragt, und die Gründe, die in der fehlenden Preistransparenz liegen, können von den jeweiligen CPO nicht isoliert beeinflusst werden. Die von dieser Marktstruktur ausgehenden Anreize zeigen sich beispielsweise darin, dass die CPO angesichts der teilweise hohen Volatilität der zugrundeliegenden Großhandelsstrompreise tendenziell eher selten ihre Ad-hoc-Ladepreise anpassen. Dadurch ist es für die CPO auch rational, den Ad-hoc-Ladepreis im Zweifelsfall höher anzusetzen, um negative Margen bei plötzlich steigenden Strombeschaffungspreisen zu vermeiden.

297. Eine häufig genannte Erklärung für den geringen Anteil an Ad-hoc-Ladevorgängen ist zudem die im Vergleich zum EMP-Laden weniger zuverlässige und zeitaufwändigere Zahlungsmöglichkeit. Insbesondere ältere Ladesäulen verfügen häufig nicht über eine Kartenzahlungsmöglichkeit, sondern ermöglichen nur die Bezahlung über die Website eines externen Zahlungsdienstleisters. Dieser oft als unkomfortabel empfundene Zahlungsweg wird häufig als ein Problem angesehen, das durch regulatorische Vorgaben über vorzuhaltende Zahlungsmöglichkeiten zu lösen sei. Tatsächlich lässt sich die geringe Bereitschaft der CPOs, aus eigenem Antrieb in bessere Ad-hoc-Zahlungsmöglichkeiten zu investieren, allerdings auch als Folgewirkung des geringen grundsätzlichen Interesses der Kundinnen und Kunden am Ad-hoc-Laden erklären. Denn im Gegensatz zum Problem der fehlenden Vergleichsmöglichkeiten von Ad-hoc-Preisen (und Betriebs-/Belegungszuständen) liegt die Verbesserung der Zahlungsmöglichkeiten in der Hand des einzelnen CPO. Kundinnen und Kunden, die Vergleichsmöglichkeiten voraussetzen, also nicht vom Ladepreis „überrascht“ werden wollen, nutzen derzeit das EMP-Laden. Als Folge dieses Marktversagens beim Ad-hoc-Laden bleibt das Interesse der CPO gering, komfortable und verlässliche Zahlungsmöglichkeiten in diesem Bereich anzubieten. Eine Lösung des beschriebenen Transparenzproblems würde es daher auch wahrscheinlicher werden lassen, dass die CPO z. B. die Investition in eine Kooperation mit App-basierten Zahlungsdienstleistern prüfen, die dann ggf. Preisvergleiche in Kombination mit komfortableren und standardisierten Zahlungsmöglichkeiten für das Ad-hoc-Laden anbieten.

4.4.1.2 Vorschlag zur Einrichtung einer Markttransparenzstelle für Ladepreise

298. Die Monopolkommission hatte in ihrem 8. Sektorgutachten Energie empfohlen, das Problem der mangelnden Markttransparenz durch die Einrichtung einer Stelle zu lösen, an die die CPOs Ad-hoc-Ladepreise sowie den Betriebs- und Auslastungsstatus melden müssen.²³⁵ Die Monopolkommission hat ferner vorgeschlagen, die beim Bundeskartellamt angesiedelte Markttransparenzstelle für Kraftstoffe nach § 47k GWB zu erweitern. Hierzu könnte § 47k GWB um einen Absatz 2a ergänzt werden, wonach Betreiber von öffentlich zugänglichen Ladepunkten, die der Meldepflicht nach § 5 Ladesäulenverordnung unterliegen, verpflichtet werden, selbst festgesetzte Preise für das Ad-hoc-Laden (punktueller Laden nach § 4 Ladesäulenverordnung) in Echtzeit an die Markttransparenzstelle zu melden. Zusätzlich könnte eine Meldemöglichkeit für die Betriebsbereitschaft und den Belegungszustand (frei/belegt) des Ladepunktes geschaffen werden. Die übrigen Regelungen des § 47k GWB wären um die zusätzlichen Daten zu erweitern. Die Erweiterung der Markttransparenzstelle um die Ladepreise würde es z. B. App-Anbietern ermöglichen, solche Apps anzubieten, die dem Nutzer sowohl einen Überblick über die Ladepunkte als auch über die Ladepreise geben.

299. Die Bundesregierung steht dem Vorschlag der Monopolkommission grundsätzlich positiv gegenüber.²³⁶ Sie weist jedoch darauf hin, dass die zwischenzeitlich abgeschlossenen Beratungen zur AFIR abzuwarten seien, da die neue Verordnung in Artikel 18 bereits eine Meldepflicht für Ad-hoc-Ladepreise an die sog. nationalen Zugangspunkte vorsehen könnten. Zwischenzeitlich wurde die Vorgabe der Veröffentlichungspflicht mit der AFIR verabschiedet. Zuletzt hatte die Bundesregierung in Nr. 14 ihres Masterplans II Ladeinfrastruktur die Erweiterung der Markttransparenzstelle für Kraftstoffe um eine Markttransparenzstelle für Ladestrom in Aussicht gestellt.²³⁷ Auch hier soll bis zum dritten Quartal 2023 geprüft werden, welche Daten den Nutzern zur Verfügung gestellt werden sollen.

300. Gegen die Einrichtung einer solchen Markttransparenzstelle werden von einzelnen Akteuren auch Einwände erhoben. Insbesondere das Bundeskartellamt argumentiert, dass eine erhöhte Preistransparenz im Markt auch die Kollusionsgefahr erhöhen könne und verweist auf Erfahrungen aus anderen Märkten.²³⁸ Auch wenn die Monopolkommission dieser Einschätzung im Grundsatz zustimmt und eine Erhöhung der Preistransparenz auf Märkten eine mögliche Preiskoordination begünstigen kann, lässt sich dieses Problem bei der Grundsatzfrage über die Schaffung einer möglichen Markttransparenzstelle für Ad-hoc-Preise vernachlässigen. Zum einen ist es den Ladestromanbietern im Gegensatz zu den Ladekundinnen und -kunden bereits

²³⁵ Monopolkommission, 8. Sektorgutachten Energie (2021), Wettbewerbschancen bei Strombörsen, E-Ladesäulen und Wasserstoff nutzen, Baden-Baden 2021, Tz.160.

²³⁶ Bundesregierung, Stellungnahme der Bundesregierung gemäß § 62 Absatz 2 Energiewirtschaftsgesetz zum 8. Sektorgutachten Energie der Monopolkommission, BR- Drucksache 399/22, 17. August 2022, S. 15.

²³⁷ Masterplan II, S. 18f.

²³⁸ Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung zur Bereitstellung und Vermarktung öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge: Sachstandsbericht, 2021, Rn. 135.

heute möglich, Ad-hoc-Ladepreise abzufragen. Die Monopolkommission hatte Kontakt zu Datenanbietern, die die Ad-hoc-Preise einzelner Ladepunkte auf den Webseiten der von den CPOs genutzten Zahlungsdienstleister abfragen und weiterverkaufen.²³⁹ Für professionelle Nachfrager besteht somit bereits Preistransparenz. Dies spricht dafür, dass die Einrichtung einer Markttransparenzstelle die Transparenz der Nachfrager deutlich stärker verbessern könnte als die der Anbieter. Vor allem aber ist hier auch die Marktstruktur und die Alternative über das EMP System zu berücksichtigen. So ist davon auszugehen, dass die Nachfragerinnen und Nachfrager bei fehlender Markttransparenz das Ad-hoc-Produkt gar nicht erst nachfragen und auf Angebote der EMP ausweichen. Sollte es infolge der Transparenz tatsächlich zu kollusivem Verhalten kommen, hätte dies zur Folge, dass dieser Zustand des Ausweichens auf EMP-Verträge im Wesentlichen erhalten bliebe. Unter den genannten Annahmen kann die Einrichtung der Markttransparenzstelle also im wahrscheinlichen und besseren Fall eine Wohlfahrtsverbesserung bewirken, im schlechtesten Fall allenfalls eine Konservierung des bestehenden Zustandes.

301. Ein weiterer Einwand gegen die Einrichtung einer Markttransparenzstelle ist, dass damit zwar Transparenz über die Ad-hoc-Ladepreise hergestellt werden könnte, nicht aber ein Vergleich mit den EMP-Preisen. Dies könne zu einer Marktverzerrung führen. Auch dieser Einwand kann aus Sicht der Monopolkommission nicht geteilt werden. Ein Marktversagen durch mangelnde Preistransparenz besteht im Bereich der EMP-Angebote nicht, da der Vertragspartner in der Lage ist, über alle Preise zu informieren und diese – nach eigener Wahl – an Vergleichsportale weiterzuleiten.

302. Im Ergebnis hält die Monopolkommission an ihrer Empfehlung fest, eine Markttransparenzstelle für Ladepreise möglichst zeitnah einzurichten. Analog zur Markttransparenzstelle für Kraftstoffe könnte die technische Umsetzung beim Marktplatz für Mobilitätsdaten der Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt) bzw. der Mobilithek des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr (BMDV) erfolgen, die auch den nationalen Zugangspunkt im Sinne der AFIR darstellt. Die administrative Umsetzung könnte, wie vorgeschlagen, durch das Bundeskartellamt erfolgen. Hierfür sprechen die Erfahrungen im Umgang mit den Meldepflichten für Echtzeitdaten der Markttransparenzstelle für Kraftstoffe. Alternativ könnte auch die Bundesnetzagentur beauftragt werden, die heute die statischen Daten des Ladesäulenregisters administriert. Die Monopolkommission plädiert für eine zügige Umsetzung, da mit der Lösung des Transparenzproblems auch Hemmnisse für den wettbewerblichen Aufbau von Ladenetzen abgebaut würden.

4.4.1.3 Wettbewerbliche Auswirkungen der Umsetzung von Plug&Charge kartellrechtlich prüfen

303. Während bei den Bezahlverfahren bisher vor allem zwischen dem Laden über EMP, mittels Ladekarte, und dem Ad-hoc-Laden unterschieden wird, könnte mit dem sogenannten Plug&Charge-System zukünftig ein weiterer Bezahlweg eine größere Verbreitung finden. Plug&Charge bezeichnet eine Funktionalität für Elektrofahrzeuge, die das Laden weiter vereinfachen soll und gleichzeitig wettbewerbliche Implikationen mit sich bringt. Bei der Nutzung von Plug&Charge ist keine Ladekarte oder App mehr notwendig, um die Ladesäule zu aktivieren und

²³⁹ Vgl. z. B. <https://chargingradar.com>.

um zu bezahlen. Die Ladekundinnen und -kunden müssen lediglich das Ladekabel mit dem Auto verbinden, und der Ladevorgang startet automatisch. Das Auto kommuniziert dabei mit der Ladestation über einen Standard, die Norm ISO 15118. Diese ermöglicht auch eine bidirektionale Kommunikation, d.h. das Auto kann nicht nur Strom laden, sondern auch speichern oder abgeben, was die Verbreitung dieses Standards in Zukunft unterstützen könnte.²⁴⁰ Um Plug&Charge nutzen zu können, benötigt man ein Plug&Charge-fähiges Elektrofahrzeug und eine Plug&Charge-fähige Ladestation. Außerdem muss im Auto ein entsprechender Ladetarif hinterlegt sein, der mit der Ladestation abgerechnet wird. Bisher gibt es einzelne Elektroautos und Ladestationen, die Plug&Charge unterstützen. So kann man beispielsweise mit einem Mercedes EQE an den Schnellladesäulen von Iony und Aral Pulse per Plug&Charge laden. Auch Volkswagen bietet Plug&Charge für seine ID-Modelle an.

304. Im Zusammenhang mit dem Plug&Charge-System sind mehrere wettbewerbsrelevante Implikationen zu unterscheiden. Zentral ist, dass die Vereinfachung durch Plug&Charge darin besteht, einen möglichst aufwandsarmen Ladevorgang an öffentlich zugänglichen Ladesäulen zu ermöglichen. Mit der Verfolgung des Ziels, den Aufwand für die Ladekundinnen und -kunden zu minimieren, besteht jedoch auch die Gefahr, dass der wettbewerbliche Prozess des Vergleichs von Ladepreisen bzw. der Auswahl eines Ladevertrages innerhalb des Systems ersetzt wird. Zwei zentrale wettbewerbliche Kritikpunkte sind hier zu nennen.

305. Erstens besteht die Gefahr, dass Automobilhersteller Plug&Charge so implementieren, dass ein bestimmter EMP-Vertrag für die Abrechnung der entsprechenden Ladevorgänge hinterlegt und damit als Standard vorgegeben wird. Das Plug&Charge-System könnte dann einen prozessualen Rahmen für das EMP-Laden schaffen, der die Marktmacht eines bestimmten EMP begünstigt. Konkurrierende EMP könnten beispielsweise keinen oder nur einen erschwerten Zugang zu Plug&Charge-Kundinnen und -Kunden eines bestimmten Fahrzeugherstellers erhalten. Problematisch war in diesem Zusammenhang beispielsweise, dass frühere Versionen der ISO 15118 für den Plug&Charge-Standard nur die Hinterlegung eines einzigen Zertifikats – nämlich eines EMP-Vertrags – im Fahrzeug zuließen. Um einen alternativen EMP-Vertrag nutzen zu können, musste zunächst ein bereits hinterlegter Vertrag gelöscht und ersetzt werden. Um den Wettbewerb in dieser Situation nicht gänzlich auszuschließen, sollten die Fahrzeughersteller die notwendigen Vertragswechselprozesse möglichst niederschwellig in ihrer Software umsetzen. Nach der im April 2022 erneuerten Version ISO 15118-20 ist es nun auch möglich, mehrere Zertifikate (und damit unterschiedliche EMP-Tarife) zu hinterlegen. Auch wenn dies möglicherweise die Wettbewerbssituation verbessert, bleibt es erforderlich, dass die Fahrzeugsoftware so gestaltet wird, dass die Ladekundinnen und -kunden an einer Ladesäule einen konkreten EMP-Vertrag zur Abrechnung auswählen können.²⁴¹ Hier ist zumindest fraglich, ob die Fahr-

²⁴⁰ Das wird als Vehicle-to-Grid (V2G) bezeichnet. So kann das Auto zum Beispiel überschüssigen Strom aus erneuerbaren Energien aufnehmen und später wieder ins Netz einspeisen. Das hilft, die Netzstabilität zu verbessern und die Energiewende zu unterstützen.

²⁴¹ Hierauf hat bereits die Nationale Plattform „Zukunft der Mobilität“ (NPM) hingewiesen. NPM, AG 5 / AG 6 BE-RICHT | Roadmap zur Implementierung der ISO 15118, 2020, S. 18 ff.

zeughersteller niedrigschwellige Auswahl- und Wechselmöglichkeiten vorsehen. Dieses Interesse könnte insbesondere dann geschmälert werden, wenn Automobilhersteller ggf. auch einen eigenen EMP-Tarif oder den eines Partners vorinstallieren und selbst nicht von möglichst einfachen Wechselmöglichkeiten profitieren. Eine Vorinstallation eigener EMP-Tarife und erschwerte Wechselmöglichkeiten könnten auch kartellrechtliche Bedenken aufwerfen.²⁴²

306. Ein zweiter, bisher weniger diskutierter Wettbewerbsaspekt von Plug&Charge ist die damit verbundene Beschränkung auf das EMP-System. Ein bestehender EMP-Ladevertrag ist derzeit Voraussetzung für die Nutzung von Plug&Charge. Eine Hinterlegung von Zahlungsinformationen, wie z. B. Kreditkartendaten, zur automatisierten Abrechnung im Rahmen des Ad-hoc-Ladens ist hingegen bislang nicht vorgesehen. Eine stärkere Durchdringung von Plug&Charge-basierten Zahlungsvorgängen könnte daher geeignet sein, die Vormachtstellung des EMP-Systems gegenüber dem Ad-hoc-Laden zu festigen. Die fehlende Implementierung von Ad-hoc-Zahlungsverfahren lässt sich nicht ohne weiteres mit praktischen Erwägungen begründen. Historisch betrachtet ist die Wertschöpfungsstufe der EMP unter anderem dadurch entstanden, dass durch sie eine bequeme Zahlungsmöglichkeit, insbesondere durch die beliebten Ladekarten, geschaffen werden konnte. Durch die Einbeziehung des Ad-hoc-Ladens und -Zahlens in das Plug&Charge-System würde dieses ursprünglich angenommene Defizit des Ad-hoc-Ladens gegenüber dem EMP-System jedoch weitgehend aufgehoben.

307. Vor diesem Hintergrund hält die Monopolkommission eine wettbewerbskonforme Weiterentwicklung des Plug&Charge-Systems für dringend geboten. Ad-hoc-Zahlungsmöglichkeiten sollten ermöglicht werden. Darüber hinaus sollten die Automobilhersteller möglichst offene und niedrigschwellige Mechanismen zur Wahl eines EMP-Vertrages bzw. eines Ad-hoc-Zahlungsmittels vorsehen. Da eine unzureichende Ausgestaltung auf technische Bedenken stoßen kann, empfiehlt die Monopolkommission dem Bundeskartellamt, die Entwicklung im Auge zu behalten und bei Problemen ein kartellrechtliches Vorgehen zu prüfen.

4.4.2 Förderung kommunaler Ladenetze mit Wettbewerbszielen verbinden

308. Mit dem Masterplan II nimmt die Bundesregierung nun auch den Aufbau der Ladeinfrastruktur in den Kommunen in den Blick. Dies ist ein wesentlicher Schritt, da den Kommunen eine Schlüsselrolle beim Aufbau in den Ballungsräumen zukommt. Ein Grund hierfür ist die bereits in Kapitel 3.1.1 dargestellte Notwendigkeit, gerade in urbanen Gebieten auch den öffentlichen (Park-)Raum für den Aufbau von Ladeinfrastruktur zu nutzen. Typischerweise wird ein

²⁴² Schaffen die Automobilhersteller keine Auswahlmöglichkeiten und behindern sie dadurch andere Unternehmen, könnte ein Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung vorliegen. Für eine mögliche Marktbeherrschung spricht in diesem Fall, dass jeder Automobilhersteller den Zugang zu den eigenen Nutzerinnen und Nutzern an EMP vermittelt (mögliche Intermediärsmacht). Ggf. vergleichbar ist die Marktabgrenzung im Fall „Werbeblocker“: BGH, KZR 57/19, 10. Dezember 2019, Werbeblocker IIIa, ECLI:DE:BGH:2019:101219UKZR57.19.0; KZR 73/17, 8. Oktober 2019, Werbeblocker III, ECLI:DE:BGH:2019:081019UKZR73.17.0. Dazu Monopolkommission, XXIII. Hauptgutachten, Wettbewerb 2020, Baden-Baden, 2020, Tz. 369 ff. Die italienische Wettbewerbsbehörde, Autorità garante della concorrenza e del mercato, verhängte gegen Google eine Geldbuße in Höhe von über EUR 100 Mio. wegen des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung. Google hatte einer von Enel angebotenen App, die verschiedene Dienste im Zusammenhang mit dem elektrischen Laden umfasst, den Zugang zu Android Auto verwehrt. Vgl. AGCM, Pressemeldung v. 13. Mai 2021, <https://en.agcm.it/en/media/press-releases/2021/5/A529>.

Parkplatz mit Ladesäule nur für das Laden von Elektrofahrzeugen freigegeben. Über die reine Flächennutzung hinaus gehen Gebietskörperschaften teilweise auch proaktiv beim Aufbau eines Ladenetzes für batterieelektrische Fahrzeuge vor, indem sie mit Unternehmen Vereinbarungen zum Aufbau von Ladenetzen treffen.

309. Aufgrund der lokalen Voraussetzungen und der Flächennutzungskonkurrenz setzen die Kommunen beim Aufbau der Ladenetze auf individuelle Lösungen. Dadurch können die Ladenetze sehr unterschiedlich konfiguriert sein und die Kommunen z. B. vergleichsweise langsame AC-Lader, die vor allem von sog. Laternenparkern für das Laden über Nacht genutzt werden, zentrale Schnellladepunkte und Ladepunkte sowohl auf öffentlichen als auch auf privaten (aber öffentlich zugänglichen) Flächen berücksichtigen. Die Aufgaben, den Aufbau eines Ladenetzes konzeptionell und auch verkehrsrechtlich zu planen und ggf. auszuschreiben, stellen viele kommunale Gebietskörperschaften, die nur über sehr begrenzte personelle Ressourcen verfügen und kaum eigene Mittel bereitstellen können, vor große Herausforderungen. Hier will die Bundesregierung mit den Maßnahmen des Masterplans II ansetzen. Die Landkreise und kreisfreien Städte werden in Kürze aufgefordert, ihr Konzept für den Ausbau der Ladeinfrastruktur einschließlich der regionalen Antrags- und Genehmigungsstrukturen in einem eigenen „Kommunalen Masterplan“ zu entwickeln und darzustellen. Hierzu stellt die Leitstelle Ladeinfrastruktur ein Online-Formular zur Verfügung, das durch den Planungsprozess führen soll. Das Formular soll nach Angaben der Leitstelle Ladeinfrastruktur so gestaltet sein, dass es den Kommunen insbesondere durch die Daten der Leitstelle zum Aspekt der Bestands- und Bedarfsanalyse eine direkte Anleitung und Hilfestellung gibt.

310. Die Kommunen sind derzeit relativ frei in der Darstellung eines Errichtungs- und Umsetzungskonzeptes. Allerdings sieht der Masterplan der Bundesregierung vor, dass sich die Kommunen konkret damit auseinandersetzen sollen, wie eine wettbewerbliche Umsetzung durch konkurrierende Standorte von Ladepunkten realisiert werden könnte. Dies ist aus Sicht der Monopolkommission ein entscheidender Punkt, da Kommunen einen Anreiz haben könnten, ein Ladenetz insbesondere im Verbund mit einem einzelnen Betreiber aufzubauen. So profitieren zahlreiche interne Organisationsprozesse und Informationsflüsse von einer Zusammenarbeit mit möglichst wenigen Vertragspartnern. Im Falle einer Inhouse-Vergabe des Ladesäulenaufbaus, z. B. an ein eigenes Stadtwerk, kann dies ggf. den Vergabeprozess vereinfachen. Schließlich hat die Monopolkommission bereits in der Vergangenheit darauf hingewiesen, dass Kommunen bei der Zusammenarbeit mit nur einem Betreiber Kostenvorteile haben können, da dieser eine mögliche Markt- bzw. Verhandlungsmacht gegenüber Endkundinnen und -kunden sowie EMPs in sein Angebot einkalkulieren kann. Gleichzeitig ist der Nachteil eines regional markt-mächtigen Anbieters für das Preisniveau aufgrund der teilweise pauschalen EMP-Tarife nicht so deutlich. Dies ändert jedoch nichts daran, dass lokale Marktmacht einzelner Anbieter das allgemeine Preisniveau nachhaltig negativ beeinflussen kann.

311. Die Bundesregierung und die Leitstelle Ladeinfrastruktur sollten daher insbesondere im Rahmen der kommunalen Masterpläne, des dafür vorgesehenen Online-Formulars und der geplanten Ausschreibungsleitfäden auf die hohe Relevanz von sich überschneidenden Flächenvergaben an unterschiedliche Betreiber hinweisen. Die Vergabe von Flächen an konkurrierende

Betreiber kann auch kartellrechtlich geboten sein,²⁴³ weshalb Inhouse-Vergaben oder Vergaben an einzelne Betreiber auf Ausnahmefälle zu beschränken sind.

312. Während der Bund im Rahmen der kommunalen Masterpläne und Ausschreibungsleitfäden auf die Mitwirkung der Kommunen angewiesen ist, hat er im Rahmen der Vergabe von Fördermitteln die Möglichkeit, direkt auf die wettbewerblichen Konzepte und Ausschreibungen der jeweiligen Gebietskörperschaften Einfluss zu nehmen. Der Umstellung des Fördersystems kommt daher eine hohe Bedeutung zu. Bisher wurden die Fördermittel des Bundes für innerstädtische öffentlich zugängliche Ladepunkte überwiegend auf Basis von sogenannten Förderaufrufen vergeben. Dabei handelte es sich um einen Zuschuss zu den Investitionskosten für Ladepunkte, der zwischen 30 und 60 Prozent bestimmter Kosten betragen konnte. Die Zuschläge für diese Förderung waren regional begrenzt. Gleichzeitig war mit dem Zuschlag keine faktisch kontrollierbare Verpflichtung verbunden, den bezuschlagten Ladepunkt innerhalb eines bestimmten Zeitraums auch tatsächlich zu errichten und damit die Förderung abzurufen. Außerdem bestand eine Asymmetrie zwischen den periodischen Förderaufrufen, deren Regelungen und Fördersätze sich zudem ändern konnten, und den Vergabeverfahren der Städte und Landkreise. Die Bundesregierung plant daher, das Programm nicht wie ursprünglich vorgesehen auf Basis einer bei der seitens der Europäischen Kommission genehmigten Förderrichtlinie bis 2025 fortzuführen, sondern in Richtung einer direkten Förderung der Kommunen weiterzuentwickeln. Hierzu wird derzeit eine neue Förderrichtlinie erarbeitet, die voraussichtlich 2024 die Grundlage für eine zielgerichtetere Förderung bilden könnte.

313. Voraussetzung für die Förderung des Aufbaus von Ladeinfrastruktur durch Städte und Landkreise könnte künftig die Vorlage eines kommunalen Masterplans sein. Darüber hinaus empfiehlt die Monopolkommission der Bundesregierung dringend, die Förderung mit einem wettbewerblichen Vergabeverfahren zu verbinden. Kommunen sollten mehrere Lose mit überlappenden Ladepunkten vergeben, um förderfähig zu sein. Inhouse-Vergaben sowie Vergaben des gesamten Aufbauvolumens an einen einzelnen Betreiber sollten auf Ausnahmen beschränkt bleiben. Die Monopolkommission empfiehlt, die Förderung solcher Vergaben an die Voraussetzung regionalen Marktversagens zu knüpfen, die die Bundesregierung bereits in § 7c EnWG für die Übernahme des Betriebs von Ladepunkten durch einen Verteilnetzbetreiber vorgesehen hat.²⁴⁴ Angelehnt an diese Vorschrift müsste „nach Durchführung eines offenen, trans-

²⁴³ Zwar sind auch marktbeherrschende Unternehmen grundsätzlich nicht verpflichtet, fremden Wettbewerb zu fördern. Dies gilt aber möglicherweise nicht, wenn einem Unternehmen durch das Verhalten der öffentlichen Hand, die bei der Bereitstellung der öffentlichen Fläche über ein Monopol verfügt, der Zugang zu dem nachgelagerten Markt verwehrt wird. Der BGH hat im Rahmen seiner sog. Schilderpräger-Rechtsprechung festgestellt, dass es eine unbillige Behinderung darstellt, wenn eine Kommune in einem Gebäude, in dem sie eine Kfz-Zulassungsstelle betreibt, Räume an Schilderpräger vermietet und dabei einen der Räume an ein eigenes Schilderprägeunternehmen vergibt, das sich nicht an einem Ausschreibungsverfahren beteiligen muss. Dabei hat der BGH maßgeblich darauf abgestellt, dass es sich bei der Kommune nicht nur um eine marktbeherrschende Vermieterin handelt, sondern dass sie ihre öffentlich-rechtliche Sonderstellung dazu einsetzt, um sich einen unsachlichen Vorsprung vor ihren Mitbewerbern zu verschaffen. Vgl. BGH, KZR 4/01, 24. September 2002, Kommunalen Schilderprägerbetrieb, Rz. 26 (zit. nach Juris).

²⁴⁴ Monopolkommission, 8. Sektorgutachten Energie (2021), Wettbewerbschancen bei Strombörsen, E-Ladesäulen und Wasserstoff nutzen, Baden-Baden 2021, Tz. 218 ff, insbesondere Tz. 2019.

parenten und diskriminierungsfreien Ausschreibungsverfahrens durch eine kommunale Gebietskörperschaft festgestellt“ werden, dass weniger Anbieter infrage kommen, als wettbewerblich angemessen wäre, um den Aufbau des jeweiligen Ladenetzes durchzuführen.

4.4.3 Wettbewerb beim Laden an Autobahnrastanlagen ermöglichen

314. Während den Kommunen insbesondere beim Aufbau der innerstädtischen Ladeinfrastruktur eine wesentliche Gestaltungsrolle zukommt, engagiert sich der Bund seit 2021 im Rahmen des sogenannten Deutschlandnetzes selbst direkt beim Aufbau von HPC-Schnellladepunkten an Autobahnen und Verkehrsknotenpunkten. Das Deutschlandnetz basiert auf einem eigenen Fördermechanismus, bei dem der Bund unter Berücksichtigung zahlreicher spezifischer Anforderungen den Ausbau von Ladestandorten überwiegend in sogenannten Suchräumen ausschreibt und die für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderliche Deckungslücke ausgleicht.²⁴⁵ Grundlage für das Deutschlandnetz ist das Schnellladegesetz (SchnellLG). Im Rahmen des Masterplans II hat der Bund darüber hinaus einen möglichen Ausbau des Deutschlandnetzes angekündigt.²⁴⁶

315. Allerdings sind mehrere Voraussetzungen für die Umsetzung eines Wettbewerbsmodells für das Laden an Raststätten an deutschen Autobahnen zu beachten. Zunächst ist zu berücksichtigen, dass Ladepunkte an und ggf. in der Nähe von Autobahnen nach Auffassung des Bundeskartellamtes und der Monopolkommission einen eigenständigen Markt darstellen.²⁴⁷ Dieser Marktabgrenzung liegt die Annahme zugrunde, dass Autofahrer, die eine längere Strecke auf der Autobahn zurücklegen wollen und dabei nachladen müssen, in der Regel zwischen den Lademöglichkeiten wählen werden, die sie auf ihrem Weg ohne größere Umwege erreichen können. Unter diesen Voraussetzungen ist Wettbewerb entweder zwischen verschiedenen Raststättenstandorten an der Autobahn, die jeweils ausschließlich über Ladepunkte eines, aber nicht notwendigerweise desselben Betreibers verfügen, oder zwischen konkurrierenden Betreibern von Ladepunkten direkt an jedem einzelnen Standort möglich. Für das letztgenannte Modell des Wettbewerbs am Standort spricht, dass die Alternative einer Auswahl der Raststätte nach dem dortigen Ladeangebot für Elektro-Pkw nur bei vorausschauender Planung der Ladestops denkbar erscheint. Aufgrund der ebenfalls geplanten Elektrifizierung des Schwerlastverkehrs dürfte dieser noch weniger in der Lage sein, die geplanten Aufenthalte an Rastanlagen nach Preis Gesichtspunkten zu optimieren. Daher erscheint hier von vornherein nur ein Wettbewerbsmodell mit mehreren konkurrierenden Betreibern auf einer Rastanlage zielführend.

²⁴⁵ Die Monopolkommission hat das Konzept des Deutschlandnetzes im 8. Sektorgutachten Energie bereits kritisch gewürdigt. Vgl. Monopolkommission, 8. Sektorgutachten Energie (2021), Wettbewerbschancen bei Strombörsen, E-Ladesäulen und Wasserstoff nutzen, Baden-Baden 2021, Tz. 210 ff.

²⁴⁶ Bundesregierung, Masterplan Ladeinfrastruktur II der Bundesregierung, 19. Oktober 2022, Maßnahme 17, S. 21.

²⁴⁷ Siehe auch Abschnitt 3.2.1.

Die Monopolkommission hat bereits in der Vergangenheit empfohlen, den Zugang zu Lademöglichkeiten an einem Standort für mehrere Betreiber offen zu halten.²⁴⁸ Dem stehen nach den bisherigen Erkenntnissen auch keine technischen Argumente entgegen. Es ist daher zu begrüßen, dass die Bundesregierung in ihrem Masterplan II angekündigt hat, dass das Bundesministerium für digitale Infrastruktur und Verkehr prüfen wird, ob ein Ausbau durch mehrere Betreiber an einer Raststätte im Wettbewerb möglich ist.²⁴⁹

316. Das Schnellladegesetz regelt im eingangs beschriebenen Projekt eines Deutschlandnetzes auch den Ausbau der Schnellladeinfrastruktur entlang der Bundesautobahnen. Das Deutschlandnetz soll gemäß § 3 Abs. 2 S. 4 SchnellLG sowohl den Ausbau an bewirtschafteten als auch an unbewirtschafteten Rastanlagen umfassen. Insbesondere der Ausbau der Ladeinfrastruktur an bewirtschafteten Rastanlagen ist jedoch aus wettbewerbspolitischer Sicht problematisch, da die meisten dieser sog. Nebenbetriebe von dem Unternehmen Autobahn Tank & Rast Gruppe GmbH & Co. KG (Tank & Rast) kontrolliert werden. Die Tank & Rast verfügt über den weit überwiegenden Teil der Konzessionen zum Bau und Betrieb von Nebenbetrieben an Bundesautobahnen gemäß § 15 Abs. 2 Bundesfernstraßengesetz. Die Konzessionen hatte das damals noch bundeseigene Unternehmen unmittelbar vor der Privatisierung im Jahr 1998 in den Jahren 1996 bis 1998 im Rahmen einer damals zulässigen Inhouse-Vergabe erhalten. Strittig war zuletzt, ob die Dienstleistungskonzession der Tank & Rast auch den Betrieb von Schnellladeinfrastruktur an Bundesautobahnen umfasst, der in den aus den 1990er Jahren stammenden Konzessionsverträgen aufgrund der erst jüngeren Entwicklung der Elektromobilität nicht explizit vorgesehen war. § 5 Abs. 1 S. 1 SchnellLG sieht daher einen Vorrang der Zusammenarbeit mit dem Altkonzessionär vor, soweit dies dem Konzessionär rechtlich und tatsächlich möglich und wirtschaftlich zumutbar ist.

317. Die starke Marktposition von Tank & Rast bei den Nebenbetriebskonzessionen wirkt sich unmittelbar auf die Bedingungen für den wettbewerbskonformen Aufbau von Ladeinfrastruktur an Autobahnen aus. Damit dritte CPO eine Ladesäule auf einer bewirtschafteten Raststätte betreiben können, muss der Konzessionär ihnen Zugang gewähren. Dafür verlangt dieser gewöhnlich eine Pacht oder Konzessionsabgabe. Tank & Rast als mit Abstand größter Konzessionär der bewirtschafteten Rastanlagen kontrolliert auf diese Weise faktisch eine Vorleistung, die erforderlich ist, um auf dem Markt für Ladepunkte an Bundesautobahnen umfassend tätig werden zu können. Das Unternehmen kann somit kontrollieren, ob es an den Rastplätzen zu einem Ausbau durch mehrere konkurrierende CPO oder nur durch einen oder wenige ausgewählte CPO kommt. Außerdem könnten die Pacht- bzw. Konzessionsabgaben generell so hoch angesetzt werden, dass die Betreiber von Ladepunkten schon deshalb ihre Preise über ein wettbewerbliches Niveau hinaus anheben müssen. Verlangt der Konzessionär eine mengenabhängige oder prozentuale Abgabe von den bei ihm tätigen CPO, führt dies selbst dann zu einer Erhöhung der Ladepreise, wenn konkurrierende CPO an oder zwischen Raststätten tätig werden würden. Denn alle CPO müssen dann die zu zahlende Abgabe in ihren Ladepreis einkalkulieren. Die

²⁴⁸ Monopolkommission, 8. Sektorgutachten Energie (2021), Wettbewerbschancen bei Strombörsen, E-Ladesäulen und Wasserstoff nutzen, Baden-Baden 2021, Tz. 217.

²⁴⁹ Bundesregierung, Masterplan Ladeinfrastruktur II der Bundesregierung, 19. Oktober 2022, Maßnahme 18, S. 21.

Marktstellung von Tank & Rast bei einer zentralen Vorleistung an den Autobahnrastplätzen führt so zu einer Erhöhung der dortigen Ladepreise.

318. Problematisch bleibt die Vorleistungsmarktmacht des Nebenbetriebskonzessionärs auch dann, wenn der Bund z. B. im Rahmen des Deutschlandnetzes die Netzanschlusskosten und ggf. weitere Kosten ganz oder teilweise übernimmt. Hierdurch erhöht der Bund die Wirtschaftlichkeit der Ladepunkte und ermöglicht einem marktmächtigen Betreiber notwendiger Vorleistungen die Abschöpfung zusätzlicher Renten. Auch die im Rahmen des Deutschlandnetzes diskutierte Deckelung des Ladepreises verhindert diese Abschöpfung nicht, wenn der Bund nicht wettbewerbskonform erhöhte Pacht- und Konzessionsabgaben durch die Förderung finanziert. Die Monopolrente wird dann zwar nicht aus den Ladepreisen, aber aus Steuermitteln finanziert.

319. Um einen wirksamen Wettbewerb zwischen den Ladeangeboten an der Autobahn zu erreichen, ist es daher erforderlich, einerseits verschiedenen konkurrierenden CPO den Zugang zu den Ladestandorten zu ermöglichen und andererseits die Vorleistungspreise, d.h. z. B. die von den CPO an den Raststätten erhobenen Mieten bzw. Konzessionsabgaben, auf einem wettbewerbskonformen Niveau zu halten. Die Monopolkommission hatte bereits in ihrem 8. Sektorgutachten aus dem Jahr 2021 empfohlen, sich mit der Tank & Rast über die Bedingungen und den Preis für den Zugang dritter CPO zu den Rastanlagen zu einigen.²⁵⁰ Die Autobahn GmbH des Bundes hat daraufhin im Rahmen einer Ergänzungsvereinbarung vom 27. März 2022 die in den 1990er Jahren geschlossenen Konzessionsverträge mit der Tank & Rast vor dem Hintergrund des § 5 Abs. 1 S. 1 SchnellIG um den Betrieb von Schnellladeinfrastruktur erweitert. Die Tank & Rast verpflichtet sich darin, innerhalb eines bestimmten Zeitraums Schnellladepunkte an ihren Rastanlagen zu errichten und dabei die „technischen Vorgaben der Autobahn GmbH“ einzuhalten.²⁵¹ Eine Vereinbarung über wettbewerbliche Vorgaben für den Zugang Dritter zu den Schnellladepunkten und die Entgelte ist nicht bekannt geworden und nach den der Monopolkommission vorliegenden Informationen auch nicht Bestandteil des Vertrages.

320. Die zwischen der Autobahn GmbH des Bundes und Tank & Rast verhandelte Vereinbarung hat auch Nachteile für dritte CPO, die damit nicht mehr ohne weiteres eigene Ladeinfrastruktur an den von der Tank & Rast betriebenen Rastanlagen errichten können. Der Automobilhersteller Tesla, Inc. und die niederländische Fastned B.V. sahen in der Erweiterung der Konzession an die Tank & Rast einen Verstoß gegen das Vergaberecht und riefen die Vergabekammer des Bundes beim Bundeskartellamt an. Diese wies den Antrag auf Nachprüfung jedoch als unbegründet zurück, insbesondere weil es sich bei der Konzessionserweiterung nicht um eine wesentliche Vertragsänderung im Sinne des § 132 GWB handele und daher keine Ausschreibung erforderlich sei. Das Vergabeverfahren wurde nun im Mai und Juni 2023 vor dem OLG Düsseldorf verhandelt. Das Gericht hat das Verfahren ausgesetzt und dem EuGH im Wege der Vorabentscheidung die Frage vorgelegt, ob eine nicht wesentliche Vertragsänderung auch dann

²⁵⁰ Monopolkommission, 8. Sektorgutachten Energie (2021), Wettbewerbschancen bei Strombörsen, E-Ladesäulen und Wasserstoff nutzen, Baden-Baden 2021, Tz. 217.

²⁵¹

Bundeskartellamt, Beschluss v. 8. Juni 2022, VK 2 – 54/22, S. 2.

keiner Neuvergabe bedarf, wenn die zugrundeliegende Konzession bereits ursprünglich nicht in einem wettbewerblichen Verfahren vergeben wurde.²⁵² Dies ist bei der Dienstleistungskonzession von Tank & Rast, wie erwähnt, der Fall, die in den 1990er Jahren noch nicht ausschreibungspflichtig war. Der EuGH hat in einem ähnlichen Fall auf die Vorlage eines italienischen Gerichts hin festgestellt, dass die Richtlinie 2014/24/EU über die öffentliche Auftragsvergabe dahin auszulegen ist, „dass sie einer nationalen Rechtsvorschrift oder Praxis entgegensteht, nach der die Ausführung eines öffentlichen Auftrags, der ursprünglich ohne Ausschreibung an eine Inhouse-Einrichtung vergeben wurde, über die der öffentliche Auftraggeber gemeinsam mit anderen eine ähnliche Kontrolle wie über seine eigenen Dienststellen ausübte, automatisch von dem Wirtschaftsteilnehmer fortgesetzt wird, der diese Einrichtung nach einer Ausschreibung übernommen hat, wenn der öffentliche Auftraggeber über diesen Wirtschaftsteilnehmer keine solche Kontrolle ausübt und auch nicht an dessen Kapital beteiligt ist.“²⁵³

321. Die aktuelle Situation beim Ausbau der Ladeinfrastruktur an den bewirtschafteten Rastanlagen der Bundesautobahnen kann keinen der Beteiligten zufriedenstellen. Das anhängige Verfahren gegen den Ergänzungsvertrag des Bundes mit Tank & Rast kann sich über Jahre hinziehen und den Ausbau der Ladepunkte entsprechend lange verzögern.²⁵⁴ Auch das Ziel des Bundes, mit dem Vertragsabschluss den Ausbau von HPC-Ladestationen entlang der Autobahnen zu beschleunigen, wird voraussichtlich verfehlt. Die Antragstellerinnen werden vorerst auch keinen Zugang zu den Raststätten erhalten. Sollte sich der Vertrag am Ende als rechtmäßig erweisen, wären die wettbewerblichen Ziele trotz der langen Wartezeit ebenfalls nicht erreicht worden. Im umgekehrten Fall könnte eine europaweite Ausschreibung des Aufbaus und Betriebs von Schnellladesäulen an den bewirtschafteten Rastplätzen das Verfahren noch mehr in die Länge ziehen. Eine vergleichsweise Einigung wäre deshalb womöglich für alle Beteiligten von Vorteil. Eine Voraussetzung dafür könnte darin liegen, dass zwischen dem Bund und der Tank und Rast ergänzende vertragliche Vereinbarungen getroffen würden, die Regelungen über den Zugang dritter CPO zu den Rastanlagen und über die dafür zu verlangenden Entgelte in Form von Konzessionsabgaben/Pachtzinsen betreffen.

²⁵² Vgl. OLG Düsseldorf, Pressemitteilung Nr. 23/2023 v. 16. Juni 2023, https://www.olg-duesseldorf.nrw.de/behörde/presse/Presse_aktuell/20230616_PM_Schnellladesaeulen/index.php.

²⁵³ EuGH, C-719/20, 12. Mai 2022, Comune di Lerici, ECLI:EU:C:2022:372, Rz. 62.

²⁵⁴ Alleine das laufende Vorabentscheidungsverfahren lässt erwarten, dass sich die Entscheidung über deutlich mehr als ein Jahr hinziehen wird. Die durchschnittliche Dauer des Vorabentscheidungsverfahrens beträgt derzeit 16,7 Monate: Gerichtshof der Europäischen Union, Jahresbericht 2021, Rechtsprechungstätigkeit, S. 255.

Kapitel 5

Analyse zur wettbewerbsabhängigen Weitergabe des Tankrabatts an Endverbraucherinnen und Endverbraucher

5.1 Der Tankrabatt als Prüfung des Wettbewerbs auf dem Einzelhandelsmarkt für Kraftstoffe

322. Die russische Invasion der Ukraine hat zu globalen Verwerfungen auf dem Energiemarkt mit der Folge von stark gestiegenen Preisen und Preisvolatilität bei Erdgas und Erdöl geführt. Neben teureren Strom- und Gasverträgen für Verbraucherinnen und Verbrauchern hat der Angriffskrieg ebenfalls eine bedeutende Mehrbelastung über Kraftstoffpreise an Tankstellen verursacht. Um die Beeinträchtigungen von Verbraucherinnen und Verbrauchern abzufedern, hat sich der Regierungsausschuss daher Ende April 2022 auf die Einführung eines Entlastungspaketes verständigt.²⁵⁵

323. Eine der beschlossenen Maßnahmen war die vorübergehende Senkung der Energiesteuer auf Kraftstoffe auf das europarechtlich festgelegte Mindestniveau. Dementsprechend wurde für den Zeitraum von Juni bis August 2022 der Steuersatz für Benzin um 29,55 Cent pro Liter und für Diesel um 14,04 Cent pro Liter gesenkt.²⁵⁶ Diese Steuersenkung wird im Folgenden als Tankrabatt bezeichnet.

324. Die öffentliche Debatte rund um den Tankrabatt als Antwort auf die stark gestiegenen Kraftstoffpreise war und ist weiterhin kontrovers. Kritiker der Maßnahme betonen, dass die Steuersenkung nur unvollständig an Verbraucherinnen und Verbraucher weitergegeben wurde²⁵⁷ und somit hauptsächlich zu einer Gewinnsteigerung für Mineralölunternehmen geführt hat.²⁵⁸ Außerdem wurde bemängelt, dass der Tankrabatt das Preissignal an Zapfsäulen verfälscht hat, welches zu einer erhöhten Kraftstoffnachfrage in Zeiten knapper Ressourcen

²⁵⁵ Bundesfinanzministerium, Bundesregierung bringt zweites Entlastungspaket auf den Weg, 27. April 2022, <https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Pressemitteilungen/Finanzpolitik/2022/04/2022-04-27-zweites-entlastungspaket.html>.

²⁵⁶ Fuest u. a., Der Tankrabatt: Haben die Mineralölkonzerne die Steuersenkung an die Kunden weitergegeben?, a. a. O., vgl. Fn. 3. Unter Berücksichtigung der geringeren Belastung durch die Mehrwertsteuer, die auf Benzinspreise inklusive der Energiesteuer erhoben wird, ergibt sich eine Verringerung der Steuerlast um 35,16 ct/L bei Benzin und 16,71 ct/L bei Diesel.

²⁵⁷ ADAC, Tankrabatt für Benzin und Diesel: ADAC Bilanz und Ausblick, 19. September 2022, <https://www.adac.de/news/tankrabatt-tankstellen-juni/>.

²⁵⁸ Spiegel, So hoch sind die Profite der Mineralölwirtschaft durch den Tankrabatt, 1. September 2022, <https://www.spiegel.de/wirtschaft/tankrabatt-so-hoch-sind-die-profite-der-mineraloelkonzerne-a-a90b5a07-d491-48e5-ba0b-e02b904ac74d>.

führte, und hauptsächlich Vielfahrende sowie Personen mit höheren Einkommen begünstigte.²⁵⁹ Das vorliegende Kapitel konzentriert sich auf die Weitergabe des Tankrabatts an Verbraucherinnen und Verbraucher und analysiert somit, wie effektiv der Tankrabatt war.

325. Die Frage, ob der Tankrabatt tatsächlich über die Tankstellenpreise weitergegeben wurde, ist Gegenstand unterschiedlicher empirischer Untersuchungen des Bundeskartellamtes sowie verschiedener Forschungsinstitute.²⁶⁰ Die Ergebnisse der Studien zeigen übereinstimmend, dass der Tankrabatt trotz im gleichen Zeitraum steigender Kraftstoffpreise im Durchschnitt überwiegend an Verbraucherinnen und Verbraucher weitergegeben wurde. Für Dieselmotorkraftstoff wurde die Steuersenkung demnach vollständig weitergegeben, während die Rate der Weitergabe bei Benzin (E5 und E10) bei etwa 85 bis 95 Prozent lag. Die Studien zur Weitergabe des Tankrabatts zeigen somit, dass die Maßnahme zu einer Entlastung der Verbraucherinnen und Verbraucher von Kraftstoffen geführt hat.

326. Allerdings sieht die Monopolkommission über die bestehenden Studien hinaus in der Einführung des Tankrabatts auch eine Möglichkeit, einen tieferen Einblick in die wettbewerblichen Verhältnisse auf dem deutschen Einzelhandelsmarkt für Kraftstoffe zu bekommen. Da sich die bisherigen Studien auf eine durchschnittliche Weitergabe der Steuersenkung über alle Tankstellen konzentrieren, ist die wettbewerbsabhängige Weitergabe des Tankrabatts bislang nicht überprüft.

327. Zur Untersuchung der Frage, ob der Tankrabatt auch in Marktsegmenten mit geringerem Wettbewerb weitergegeben wurde, wird im Folgenden eine empirische Analyse des Tankrabatts vorgestellt, die den Zeitraum von Juni bis August 2022 berücksichtigt und die Weitergabe der Steuersenkung nach zwei zentralen Wettbewerbsparametern auf dem Einzelhandelsmarkt für Kraftstoffe differenziert. Zur Ermittlung der Weitergabe des Tankrabatts wird, wie in verwandter empirischer Literatur verbreitet, ein Ländervergleich zwischen Deutschland und Frankreich herangezogen.²⁶¹ Die Wettbewerbsparameter umfassen lokalen Wettbewerb nach Anteilen einzelner Tankstellenmarken innerhalb eines bestimmten Fahrzeitradius um jede Tankstelle sowie die Unterscheidung zwischen Autobahn- und Straßentankstellen. Die Analyse kommt zu dem Ergebnis, dass sich die Weitergabe der Steuersenkung zwischen den betrachteten Wettbewerbssegmenten signifikant unterscheidet. Dies bringt wettbewerbliche Implikationen für zukünftige Analysen des Tankstellenmarktes mit sich. Insbesondere zeigt sich ein signifikanter

²⁵⁹ Fuest u. a., Der Tankrabatt: Haben die Mineralölkonzerne die Steuersenkung an die Kunden weitergegeben?, a. a. O., vgl. Fn. 3.

²⁶⁰ Bundeskartellamt, Zwischenbericht Sektoruntersuchung Raffinerien und Kraftstoffgroßhandel, 28. November 2022, https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung_Raffinerien_Zwischenbericht.pdf;jsessionid=B93BE7CDCBFB38695D237F5B54DA3C91.2_cid381?__blob=publicationFile&v=4; Dovern, J. u. a., Estimating Pass-Through Rates for the 2022 Tax Reduction on Fuel Prices in Germany, SSRN Electronic Journal, 2022; Freitas, D./Syga, S., 35 Cent weniger für Benzin und 17 Cent weniger für Diesel – Der Tankrabatt ist angekommen, 2022; Fuest u. a., Der Tankrabatt: Haben die Mineralölkonzerne die Steuersenkung an die Kunden weitergegeben?, a. a. O., vgl. Fn. 3.

²⁶¹ Fuest u. a., Der Tankrabatt: Haben die Mineralölkonzerne die Steuersenkung an die Kunden weitergegeben?, a. a. O., vgl. Fn. 3.

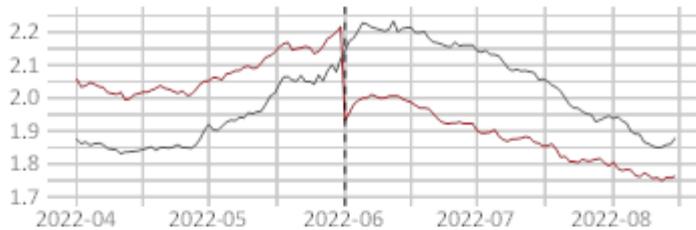
Unterschied in der Weitergabe der Steuersenkung zwischen Autobahn- und anderen Tankstellen. Nach Ansicht der Monopolkommission sollte deshalb zukünftig bei der sachlichen Markt- abgrenzung durch das Bundeskartellamt zwischen Autobahn- und anderen Tankstellen unterschieden werden.

5.2 Preisentwicklung auf dem deutschen Tankstellenmarkt zeigt Effekt des Tankrabatts in Deutschland

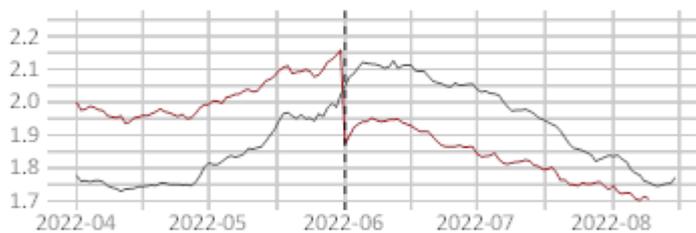
328. Grundlage für die Ermittlung der Weitergabe des Tankrabatts bildet in diesem Kapitel ein Ländervergleich zwischen Deutschland und Frankreich. Da sich die Verhältnisse auf dem deutschen und französischen Einzelhandelsmarkt für Kraftstoffe ähneln und Preisentwicklungen in der Regel ähnlich verlaufen, ist der Vergleich zwischen den Ländern in empirischer Literatur weit verbreitet und eignet sich, um die wettbewerbsabhängige Weitergabe des Tankrabatts zu schätzen. Im Folgenden wird daher zunächst die Entwicklung der täglich aggregierten Durchschnittspreise von Superbenzin (E5 und E10) und Dieseldieselkraftstoff auf Tankstellenebene für Deutschland und Frankreich betrachtet.

Abbildung 5.1: Entwicklung täglicher Kraftstoffpreise von E5, E10 und Diesel

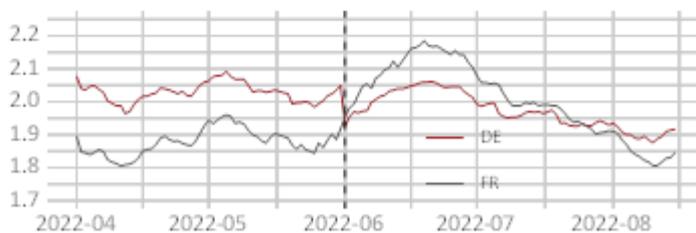
E5



E10



Diesel



Quelle: Tankerkönig (2023), Tägliche Durchschnittspreise in Deutschland (rot) und Frankreich (blau)

329. Abbildung 5.1 zeigt die Preisentwicklung für die genannten Kraftstoffe zwischen April und Mitte August 2022. Zunächst ist zu erkennen, dass sich die Preise von E5 und E10 sowohl in Deutschland als auch in Frankreich über die Zeit ähnlich entwickeln und sich die Entwicklung zu Preisen für Diesel deutlich unterscheidet. Zudem entwickeln sich die durchschnittlichen Tankstellenpreise für alle Kraftstoffarten vor der Einführung des Tankrabatts zum ersten Juni für Deutschland und Frankreich ähnlich, wobei deutsche Kraftstoffpreise ständig oberhalb der französischen liegen.

330. Mit Inkrafttreten des Tankrabatts im Juni 2022 ist eine deutliche Preissenkung in Deutschland zu erkennen. Die unterschiedlich hohen Preisreduktionen für Benzin und Diesel in Deutschland reflektieren dabei das Ausmaß der Steuersenkung. Bis Mitte August 2022 bewegen sich die durchschnittlichen Preise parallel mit einer leichten Annäherung deutscher und französischer Preise für E5 und E10. Deutsche Tankstellenpreise für Kraftstoffe verlaufen aufgrund des Tankrabatts nun unterhalb der französischen, wobei Dieselpreise Ende Juli in Deutschland wieder höher sind als in Frankreich. Insgesamt lässt sich an der Entwicklung der durchschnittlichen Tankstellenpreise in Deutschland im Vergleich zu Frankreich ein deutlicher Entlastungseffekt des Tankrabatts vermuten.

5.3 Marktabgrenzung des Einzelhandelsmarktes für Kraftstoffe und relevante Wettbewerbsindikatoren zur Analyse des Tankrabatts

331. Der Tankrabatt betrifft den Einzelhandelsmarkt für Kraftstoffe in Deutschland. Dieser bildet die letzte Stufe in der Wertschöpfungskette der Mineralwirtschaft, wobei die vorgelagerten Stufen die (1) Förderung, Beschaffung und Handel mit Rohöl, (2) die Raffination von Rohöl und den „Ab-Raffinerie“-Verkauf sowie (3) den Großhandel mit raffinierten Produkten umfassen.

332. Das Bundeskartellamt grenzt den Einzelhandelsmarkt für Kraftstoffe, also den Absatzmarkt von Otto- und Dieselpkraftstoffen über Tankstellen, in sachlicher und räumlicher Hinsicht nach dem Bedarfsmarktkonzept ab, das sich an aus Sicht der Nachfrager gegebenen Ausweichmöglichkeiten orientiert.²⁶²

333. In sachlicher Hinsicht trennt das Bundeskartellamt dementsprechend den Einzelhandelsmarkt für Kraftstoffe in Segmente für Otto- (E5 und E10) und Dieselpkraftstoffe. Diese Kraftstoffe stammen zwar als Mineralölprodukte aus demselben Rohstoff, sind aber nach ihrer Veredlung aus Nachfragesicht zum Betrieb von Kraftfahrzeugen nicht mehr substituierbar. Obwohl das Bundeskartellamt in sachlicher Hinsicht eine Unterscheidung nach Kundengruppen, insbesondere zwischen Privat- und Geschäftskunden, als sinnvoll einschätzt, ist es aufgrund der Datenlage in der Praxis derzeit nicht möglich, diese zu unterscheiden. Zudem wird in der sachlichen

²⁶² Bundeskartellamt, Zwischenbericht Sektoruntersuchung Raffinerien und Kraftstoffgroßhandel, a. a. O., vgl. Fn. 260; Bundeskartellamt, B8-77-21: Erwerb des Tankstellennetzes der OMV Retail Deutschland GmbH durch die EG Group Limited, 2022, https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Entscheidung/DE/Entscheidungen/Fusionskontrolle/2022/B8-77-21.pdf?__blob=publicationFile&v=5.

Marktabgrenzung erwogen, nach Vertriebswegen zwischen Straßentankstellen und Autobahntankstellen zu unterscheiden. In aktuellen Fusionskontrollentscheidungen ist die Trennung nach Vertriebswegen aber nicht implementiert.²⁶³

334. Aktuell werden die Einlieferungs- und Vertriebsrechte für Kraftstoffe an Autobahntankstellen durch eine einzige Gesellschaft, die Autobahn Tank & Rast Gruppe GmbH & Co. KG (Tank & Rast) vergeben. Zusätzlich haben die Preisunterschiede zwischen Autobahn- und Straßentankstellen über die letzten zehn Jahre drastisch zugenommen. Während der durchschnittliche Preisunterschied im Jahr 2010 noch bei etwa drei Cent pro Liter lag, ist er heute auf etwa 15 Cent pro Liter angestiegen.²⁶⁴ Empirische ökonomische Studien für den Einzelhandelsmarkt für Kraftstoffe in Deutschland sind in diesem Zusammenhang zu dem Ergebnis gekommen, dass sich die Wettbewerbsverhältnisse bei Autobahn- und Straßentankstellen unterscheiden.²⁶⁵ In Fusionskontrollverfahren auf EU-Ebene wurde zudem aufgrund erheblich unterschiedlicher Wettbewerbsbedingungen zwischen Autobahntankstellen und anderen Tankstellen unterschieden.²⁶⁶ Auf dem Markt für Ladesäulen findet ebenfalls durch die EU-Kommission und die britische Wettbewerbsbehörde Competition and Markets Authority (CMA) in sachlicher Hinsicht eine Unterscheidung zwischen Autobahn- und nicht-Autobahn-Ladepunkten statt.²⁶⁷

335. In räumlicher Hinsicht grenzt das Bundeskartellamt den Einzelhandelsmarkt für Kraftstoffe ebenfalls auf Basis des Bedarfsmarktkonzeptes ab, das für Konsumentinnen und Konsumenten räumlich plausible Ausweichmöglichkeiten identifiziert. Basierend auf der empirischen Analyse von Kundenbindungsprogrammen grenzt das Bundeskartellamt sowohl im städtischen als auch im ländlichen Raum lokale Märkte um individuelle Tankstellen ab, die einen Fahrzeitradius von 20 bis 30 Minuten umfassen.

336. Insgesamt sieht die Monopolkommission aufgrund der aktuellen Marktabgrenzungspraxis des Bundeskartellamtes und anderer Wettbewerbsbehörden, ökonomischer Studien sowie der jüngsten Marktentwicklungen zwei zentrale Wettbewerbsindikatoren auf dem Einzelhandelsmarkt für Kraftstoffe, die für die empirische Analyse der Weitergabe des Tankrabatts relevant sind. Erstens spielt lokaler Wettbewerb zwischen Tankstellen innerhalb von bestimmten Fahrzeitradien um die jeweiligen Tankstellen eine entscheidende Rolle. So kann ein höherer lokaler Anteil einer Tankstellenmarke den lokalen Wettbewerb zwischen Tankstellen verringern, was potenziell höhere Preise und hinsichtlich des Tankrabatts eine geringere Weitergabe zur Folge haben könnte. Zweitens scheint der Monopolkommission eine Auffächerung der Marktsegmente nach Vertriebswegen aufgrund der ausgeführten wettbewerblichen Überle-

²⁶³ Bundeskartellamt, B8-77-21: Erwerb des Tankstellennetzes der OMV Retail Deutschland GmbH durch die EG Group Limited, a. a. O., vgl. Fn. 262.

²⁶⁴ Ebenda.

²⁶⁵ Haucap, J./Heimeshoff, U./Siekmann, M., Fuel Prices and Station Heterogeneity on Retail Gasoline Markets, The Energy Journal, 38, 2017.

²⁶⁶ Europäische Kommission, M.1628- TotalFina/Elf, 2000 Tz. 159.

²⁶⁷ Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung zur Bereitstellung und Vermarktung öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge: Sachstandsbericht, a. a. O., vgl. Fn. 212.

gungen sinnvoll. Im Folgenden wird daher die Weitergabe des Tankrabatts abhängig von lokalen Wettbewerbsverhältnissen und für die Unterscheidung zwischen Autobahn- und sonstigen Tankstellen geschätzt.

5.4 Datengrundlage zur Ermittlung der wettbewerbsabhängigen Weitergabe des Tankrabatts

337. In Deutschland sind seit dem 31. August 2013 alle Betreiber von Tankstellen gesetzlich verpflichtet, Preise für die Kraftstoffsorten E5, E10 und Diesel an die Markttransparenzstelle für Kraftstoffe des Bundeskartellamtes (MTS-K) zu melden. Die Daten sind unter anderem über Tankerkönig²⁶⁸ öffentlich zugänglich und bilden die Grundlage für die folgende empirische Analyse. Sie umfassen Preise für Kraftstoffe an deutschen Tankstellen über die Zeit sowie deren Koordinaten und Markenzugehörigkeit.

338. Um die Wettbewerbssituation im Sinne des vorherigen Abschnitts zu analysieren, werden zunächst Autobahntankstellen gekennzeichnet. Dies wird durch Identifizierung spezifischer Muster in Namen und Adresse jeder Tankstelle erreicht. Zusätzlich werden die Adressen von Autobahntankstellen von der Website der Tank & Rast gesammelt und anhand der Adressen mit dem Datensatz verschmolzen, um Autobahntankstellen zu identifizieren. Zur Berechnung des Indikators für lokalen Wettbewerb werden die Koordinaten jeder Tankstelle genutzt. Ähnlich wie in Kapitel 4 dieses Gutachtens werden mithilfe der Routing-Schnittstelle („web_ors“) des Bundesamtes für Kartographie und Geodäsie (BKG), die die Abfrage von Fahrtzeit-Isochronen ermöglicht, geographische Gebiete um alle Tankstellen nach Fahrtzeit in Minuten konstruiert. Darauf aufbauend werden zwei Indikatoren erstellt, die angeben, wie viele Tankstellen sich innerhalb eines bestimmten Fahrtzeitradius befinden und ob diese Tankstellen derselben Marke angehören. Schlussendlich macht es dieser Ansatz möglich, um jede Tankstelle ein Gebiet in bestimmter Fahrzeit abzugrenzen und innerhalb dieses Gebietes den Anteil einer individuellen Tankstellenmarke zu berechnen. Damit umfassen die zwei Wettbewerbskennzahlen einen Autobahnindikator sowie ein Maß für lokalen Wettbewerb gemessen an lokalen Anteilen von Tankstellenmarken.

339. In Frankreich müssen Tankstellen seit Dezember 2006 Kraftstoffpreise an eine staatliche Behörde melden, die diese veröffentlicht.²⁶⁹ Die Daten umfassen wie in Deutschland Preisinformationen für E5, E10 und Diesel über die Zeit sowie Angaben zu den Koordinaten und Markenzugehörigkeit der Tankstellen. Der Datensatz enthält bereits einen Indikator für Autobahntankstellen. Analog zu dem Vorgehen für deutsche Tankstellen wird hier auch ein Indikator für lokalen Wettbewerb nach dem Erreichbarkeitsmodell mit lokalen Tankstellenanteilen konstruiert und ergänzt.

²⁶⁸ Tankerkönig, Historische Kraftstoffpreisdaten, 2023, <https://creativecommons.tankerkoenig.de/>.

²⁶⁹ Ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté Industrielle, Prix des Carburants, 2023, <https://www.prix-carburants.gouv.fr/rubrique/opendata/>.

340. Die Daten für Deutschland und Frankreich werden schließlich zu einem umfassenden Paneldatensatz kombiniert, wobei Beobachtungen auf tägliche Durchschnittspreise zwischen 1,00 und 3,00 €/L begrenzt werden.²⁷⁰ Zusätzlich wird eine Kontrollvariable für die Inputkosten der Kraftstoffe auf der nächsthöheren Marktstufe, d. h. Großhandelspreise für raffiniertes Benzin und Diesel und Nachfragekontrollen für Feiertage und Grenznähe von Tankstellen ergänzt.

341. Insgesamt steht somit ein detaillierter Datensatz zur Verfügung, der für jede angegebene Tankstelle in Deutschland und Frankreich zwischen April und Mitte August 2022 den täglichen Durchschnittspreis nach Kraftstoffsorte, einen lokalen Wettbewerbsindikator und Autobahntankstellenindikator für jede Tankstelle sowie den Preis für raffiniertes Benzin und Diesel über die Zeit und Nachfragekontrollen für Feiertage und Grenznähe der Tankstellen beinhaltet. Damit ist die Datengrundlage zur Schätzung der wettbewerbsabhängigen Weitergabe des Tankrabatts geschaffen. Im folgenden Abschnitt wird das empirische Modell vorgestellt, mit dem die Analyse durchgeführt wird.

5.5 Empirische Vorgehensweise zur Ermittlung der wettbewerbsabhängigen Weitergabe des Tankrabatts

342. Die Grundlage der empirischen Analyse der wettbewerbsabhängigen Weitergabe des Tankrabatts bildet der sog. Differenzen-in-Differenzen (DID) Ansatz, der mithilfe einer Behandlungs- und Kontrollgruppe den kausalen Effekt einer politischen Intervention schätzen kann. In der vorliegenden Analyse wird der Ländervergleich zwischen Deutschland und Frankreich zur Identifizierung des kausalen Effektes des Tankrabatts auf Kraftstoffpreise in Deutschland genutzt. Dabei stellt Deutschland die Behandlungs- und Frankreich die Kontrollgruppe dar. Der geschätzte kausale Effekt gibt schließlich an, um wie viel Cent Kraftstoffpreise in Deutschland durch die Maßnahme reduziert wurden.

343. Während der Tankrabatt in Deutschland Anfang Juni 2022 eingeführt wurde, gab es in Frankreich im April und September 2022 ähnliche Entlastungsmaßnahmen.²⁷¹ Da in Frankreich während der Sommermonate aber keine Änderung der Besteuerung von Kraftstoffen stattfand, stellt der französische Kraftstoffmarkt, auch wenn er kein perfektes Kontrafaktum bildet, für die Differenzen-in-Differenzen Analyse eine gut geeignete Kontrollgruppe dar. Die zentrale Annahme der Analyse ist dabei, dass die Tankstellenpreise in Deutschland ohne die Einführung des Tankrabatts demselben Trend gefolgt wären wie in Frankreich. Insbesondere der Vergleich

²⁷⁰ Dieser Ansatz folgt einem ähnlichen Vorgehen wie Haucap u. a., Fuel Prices and Station Heterogeneity on Retail Gasoline Markets, a. a. O., vgl. Fn. 265. So werden Ausreißer in den Daten entfernt, die potentiell die Schätzergebnisse verzerren. Es ist anzumerken, dass in der empirischen Literatur vornehmlich tägliche Durchschnittspreise verwendet werden (vgl. Eckert 2013). Allerdings schwanken Preise auch innerhalb eines Tages stark. Eine weitere Verbesserung der Analyse könnte diesen Aspekt miteinbeziehen. Dieser Ansatz folgt einem ähnlichen Vorgehen wie Ebenda. So werden Ausreißer in den Daten entfernt, die potentiell die Schätzergebnisse verzerren.

²⁷¹ Für das Ende des Tankrabatts Anfang September kann deshalb keine ähnliche empirische Analyse verfolgt werden, da Frankreich als Kontrollgruppe von einer ähnlichen Steuersenkung beeinflusst ist. Geschätzte Weitergabe-Raten wären demzufolge verzerrt.

der Preisentwicklung in Abbildung 5.1 sowie die unten aufgeführte dynamische Differenzen-in-Differenzen Schätzung stützen diese Annahme. Der Vergleich zwischen Deutschland und Frankreich ist außerdem in der empirischen Literatur weit verbreitet, da sich die Verhältnisse auf dem Tankstellenmarkt in Deutschland und Frankreich ähneln und für beide Länder öffentlich zugängliche Datensätze zu Tankstellenpreisen und -charakteristika zur Verfügung stehen.²⁷²

344. Zur Ermittlung der wettbewerblich differenzierten Weitergabe des Tankrabatts an Verbraucherinnen und Verbraucher wird der Differenzen-in-Differenzen Ansatz²⁷³ auf einen sog. Differenzen-in-Differenzen-in-Differenzen (Triple DID) Ansatz erweitert, der vor kurzem in der ökonomischen Literatur formalisiert wurde.²⁷⁴ Diese Erweiterung ermöglicht eine Differenzierung der Weitergabe des Tankrabatts nach Subgruppen und damit die wettbewerbliche Differenzierung des Effektes. Schlussendlich kann so mithilfe einer Regressionsanalyse ermittelt werden, um wie viel Cent pro Liter sich die Weitergabe des Tankrabatts zwischen wettbewerbsintensiven und weniger wettbewerbsintensiven Marktsegmenten unterscheidet. Wettbewerb wird dabei, wie oben beschrieben, anhand von lokalen Wettbewerbsverhältnissen und der Unterscheidung zwischen Autobahn- und nicht-Autobahntankstellen gemessen. Zusätzlich ist der geschätzte Effekt durch den Einbezug der Entwicklung von Großhandelspreisen für Benzin und Diesel als Kontrollvariable um Margenentwicklungen bei Raffinerien bereinigt und bezieht Nachfrageänderungen an Feiertagen oder in Grenznähe mit in die Analyse ein. Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der empirischen Analyse aufgeführt.

5.6 Autobahntankstellen und Tankstellen mit geringerem lokalem Wettbewerb geben einen geringeren Teil des Tankrabatts weiter

345. In Abbildung 5.2 sind die Ergebnisse der Regressionsanalyse für die Kraftstoffsorten E5 und E10 aufgeführt.²⁷⁵ Diese umfassen für die angegebenen Wettbewerbsverhältnisse den jeweiligen Schätzwert der durchschnittlichen Weitergabe des Tankrabatts über den Betrachtungszeitraum in Euro mit dem jeweiligen 95-Prozent Konfidenzintervall.²⁷⁶ Der erste Schätzwert zeigt die Weitergabe des Tankrabatts für Autobahntankstellen, welcher für beide Kraftstoffsorten etwa 30 Cent pro Liter und damit im Vergleich zur Steuersenkung von 35,16 Cent

²⁷² Bundeskartellamt, Zwischenbericht Sektoruntersuchung Raffinerien und Kraftstoffgroßhandel, a. a. O., vgl. Fn. 260; Fuest u. a., Der Tankrabatt: Haben die Mineralölkonzerne die Steuersenkung an die Kunden weitergegeben?, a. a. O., vgl. Fn. 3; Montag, F. u. a., Imperfect Price Information, Market Power, and Tax Pass-Through, 2023.

²⁷³ Der Differenzen-in-Differenzen Ansatz wird überwiegend in empirischer Literatur zum Tankrabatt genutzt. Bisher gibt es keine empirische Literatur zu dem Thema, die den Triple DID Ansatz nutzt.

²⁷⁴ Olden, A./Møen, J., The triple difference estimator, *The Econometrics Journal*, 25, 2022, S. 531–553.

²⁷⁵ Während der Energiekrise haben knappe Raffineriekapazitäten für Diesel dessen Preisentwicklung beeinflusst, was die Schätzergebnisse verzerren kann. Vgl. en2x, Benzin- und Dieselpreise- So kommen sie zustande, 2022, <https://en2x.de/2022/06/30/hintergrundinfo-tankstellenpreise/>. Daher wird in diesem Kapitel der Fokus auf E5 und E10 gelegt.

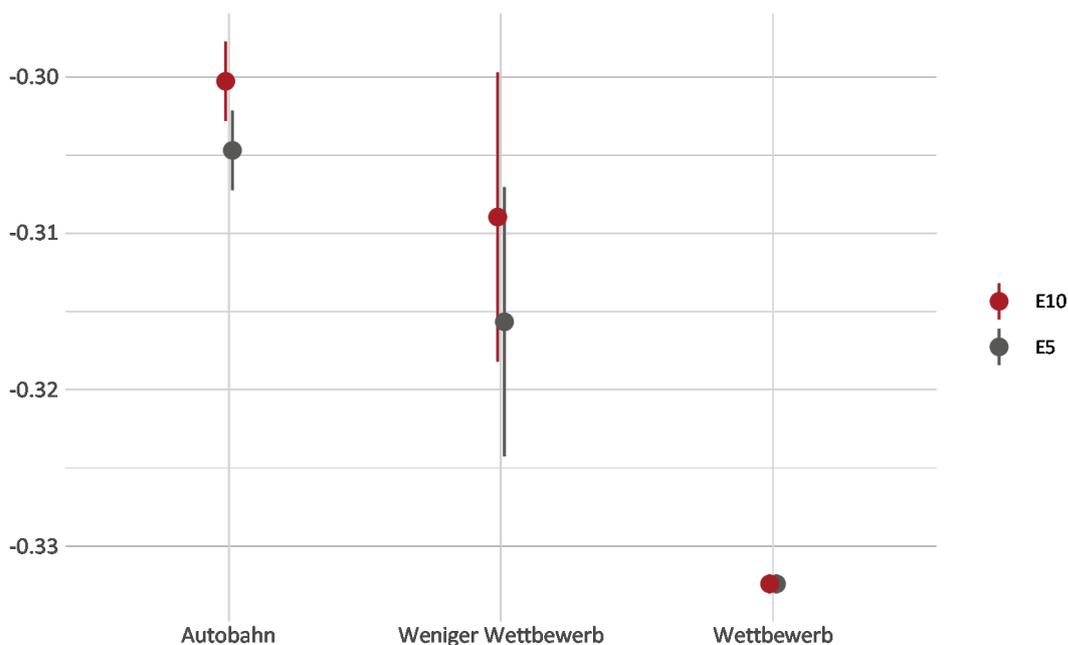
²⁷⁶ Die Spannweite der Konfidenzintervalle hängt stark von der Anzahl der jeweiligen Beobachtungen ab. Je höher die Anzahl der Beobachtungen, umso genauer die Interpretation des Schätzwertes. Da in der Kategorie „Wettbewerb“ die meisten Beobachtungen liegen, ist die Spannweite hier besonders klein.

pro Liter einer Weitergaberate von 85 Prozent entspricht. Der zweite Schätzwert steht für die Weitergabe des Tankrabatts in Gebieten mit besonders niedrigem lokalen Wettbewerb. In diesen Gebieten besitzt die führende Tankstellenmarke einen lokalen Anteil von 70 Prozent der Tankstellen innerhalb eines Fahrtzeitradius von 20 Minuten. In Gebieten mit niedrigem lokalen Wettbewerb werden demzufolge 31 Cent pro Liter oder 89 Prozent der Steuersenkung weitergegeben.²⁷⁷

346. Der dritte Schätzwert zeigt die Weitergabe des Tankrabatts für Gebiete mit verhältnismäßig hohem Wettbewerb zwischen Tankstellen. Hier liegt die Weitergabe des Tankrabatts leicht oberhalb von 33 Cent pro Liter, was einer Weitergaberate von etwa 94 Prozent entspricht. Es ist zudem auffällig, dass sich die Schätzwerte aufgrund nicht überlappender Konfidenzintervalle sowohl zu Autobahntankstellen als auch zu Gebieten mit niedrigem lokalen Wettbewerb signifikant unterscheiden.

347. Insgesamt zeigen die Regressionsergebnisse also deutlich, dass die Weitergabe des Tankrabatts für die Kraftstoffsorten E5 und E10 signifikant wettbewerbsabhängig ist. Während lokale Marktmacht die Weitergabe deutlich reduziert, ist der Effekt für Autobahntankstellen besonders hoch. Im Vergleich zu Gebieten mit höherem Wettbewerb zwischen Tankstellen werden hier etwa 9 Prozent weniger der Steuersenkung an die Verbraucherinnen und Verbraucher weitergegeben.

Abbildung 5.2: Wettbewerbsabhängige Weitergabe des Tankrabatts



Quelle: Eigene Berechnungen.

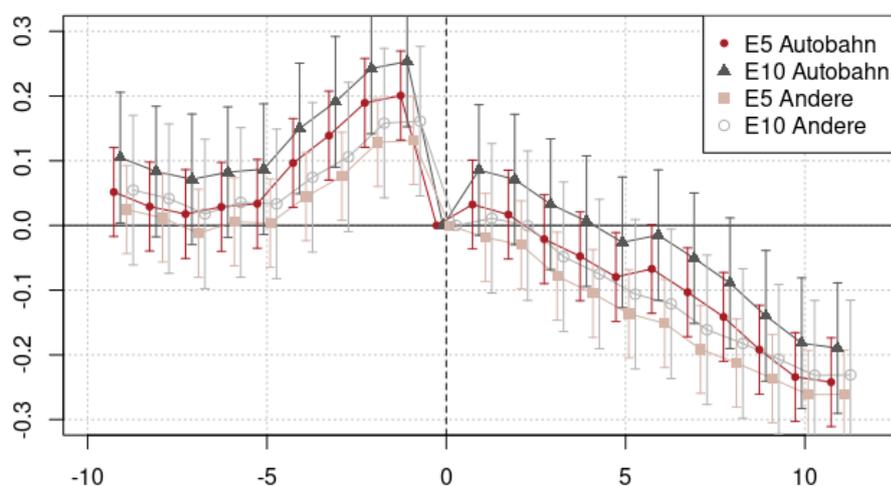
²⁷⁷ Die gleiche Analyse wurde auch für lokale Tankstellenanteile einer Marke von 50 und 60 Prozent geschätzt. Hier beträgt die Weitergabe ca. 32 Cent pro Liter oder 90 Prozent der Steuersenkung.

348. Bei Dieselkraftstoff zeigen die Regressionsergebnisse eine deutlich andere Situation im Vergleich zu Superbenzin, da sich die Weitergabe nicht nach den ausgewählten Wettbewerbsindikatoren unterscheidet und alle betrachteten Tankstellen die Steuersenkung zu etwa 100 Prozent an die Verbraucherinnen und Verbraucher weitergeben. Dieses Ergebnis passt zu den Schlüssen aus verschiedenen ökonomischen Studien, die eine deutlich höhere Preissensitivität der Kraftstoffnachfrage bei Dieselkundinnen und -kunden in Deutschland feststellen.²⁷⁸ Es ist allerdings wie oben bereits angemerkt zu unterstreichen, dass knappe Raffineriekapazitäten die Preisentwicklung von Diesel während der Energiekrise stark beeinflusst haben. Aus diesem Grund ist die Schätzung für Diesel mit Vorsicht zu interpretieren.

Validierung der Schätzergebnisse

349. Zur Validierung der Schätzergebnisse für E5 und E10 wird nun zuletzt mithilfe einer dynamischen Differenzen-in-Differenzen-Analyse gezeigt, ob die Annahme parallel verlaufender Trends vor der Einführung des Tankrabatts hält. Der dynamische Differenzen-in-Differenzen-Ansatz ist eine klassische Erweiterung der Differenzen-in-Differenzen-Methode, mit der statistisch geprüft werden kann, ob die Tankstellenpreise in Deutschland auch ohne die Einführung des Tankrabatts demselben Trend gefolgt wären wie in Frankreich. In diesem Kontext wird der wöchentliche Differenzen-in-Differenzen-Effekt über die Zeit mit zugehörigem 95 Prozent Konfidenzintervall geschätzt. Idealerweise sollte der Effekt vor der Einführung des Tankrabatts bei etwa null liegen, da andernfalls Antizipationseffekte an Deutschen Tankstellen ersichtlich wären.

Abbildung 5.3: Wöchentliche dynamische Differenzen-in-Differenzen Schätzung



Quelle: Eigene Berechnungen.

²⁷⁸ Johnson, R.N., Search Costs, Lags and Prices at the Pump, 2002; Montag u. a., Imperfect Price Information, Market Power, and Tax Pass-Through, a. a. O., vgl. Fn. 272.

350. Abbildung 5.3 zeigt die Ergebnisse der dynamischen Differenzen-in-Differenzen-Schätzung. Auf der Y-Achse ist der Schätzwert mit jeweiligem Konfidenzintervall zu sehen, der Nullpunkt auf der X-Achse steht für die Woche der Einführung des Tankrabatts. Aus der Abbildung geht hervor, dass es einen Antizipationseffekt für den Tankrabatt gab. Ab etwa drei bis vier Wochen vor Einführung des Tankrabatts kam es bereits zu einer signifikanten Anhebung von deutschen im Vergleich zu französischen Tankstellenpreisen sowohl für E5 als auch für E10. Dies gilt stärker für Autobahntankstellen als für andere Tankstellen. Dies zeigt, dass deutsche Tankstellen die Steuersenkung bereits vor der Einführung antizipiert haben. Die im vorigen Abschnitt diskutierte durchschnittliche Weitergabe des Tankrabatts dürfte daher überschätzt sein.²⁷⁹ Trotz der Tatsache, dass sich die vorliegende Analyse am Vorgehen empirischer Studien orientiert, könnte die Differenzen-in-Differenzen-Analyse durch die Kürzung der Periode vor Einführung des Tankrabatts um vier Wochen weiter verbessert werden.

5.7 Handlungsempfehlung: Unterscheidung zwischen Autobahn- und anderen Tankstellen bei der sachlichen Marktabgrenzung

351. Die vorliegende empirische Analyse für den Einzelhandelsmarkt für Kraftstoffe bestätigt zunächst die Ergebnisse des Bundeskartellamtes und der ökonomischen Literatur. Demzufolge wurde der Tankrabatt überwiegend an die Verbraucherinnen und Verbraucher weitergegeben. Darüber hinaus zeigt die empirische Untersuchung allerdings, dass Wettbewerbsverhältnisse auf dem Tankstellenmarkt die Weitergabe der Steuersenkung signifikant beeinflussen. Demnach ist die Rate der Weitergabe in Marktsegmenten mit weniger Wettbewerb für E5 und E10 bis zu 5 Prozent geringer. Noch deutlicher ist der Effekt von Wettbewerb auf die Weitergabe im Segment der Autobahntankstellen. Diese geben bei Superbenzin im Durchschnitt 9 Prozent weniger der Steuersenkung weiter als andere Tankstellen. Bei Dieselkraftstoff ist die Weitergabe für Tankstellen mit weniger Wettbewerb nicht signifikant unterschiedlich im Vergleich zu anderen. Ein Grund für dieses Ergebnis könnte die höhere Preissensitivität und damit höhere Preiselastizität der Nachfrage von Dieseln Kunden sein, die in verschiedenen empirischen Studien festgestellt wird. Allerdings sollte die Schätzung für Diesel aufgrund der Preiswirkung knapper Raffineriekapazitäten für Diesel während der Periode des Tankrabatts mit Vorsicht betrachtet werden.

352. Die geschätzte Weitergabe gilt zudem durch den Einbezug von Ab-Raffinerie-Verkaufspreisen für Superbenzin und Diesel unabhängig von Margenentwicklungen auf der vorgelagerten Wertschöpfungsstufe im Mineralölmarkt. Angesichts der Rekordgewinne von Mineralölkonzernen im letzten Jahr ist jedoch denkbar, dass vertikal integrierte Konzerne, die sowohl im Tankstellenmarkt als auch in der Raffinierung aktiv sind, Gewinne aus dem Tankstellenmarkt auf die Raffinerungsstufe verschoben haben. Die aktuelle Sektoruntersuchung Raffinerien und Kraftstoffgroßhandel könnte Aufschluss über diese Überlegung geben.

²⁷⁹ Für die Unterscheidung nach dem lokalen Wettbewerbsmaß ist die Schlussfolgerung sehr ähnlich. Da die Unterscheidung nach Autobahnlage das Hauptaugenmerk ist, beschränkt sich die Darstellung allerdings hierauf.

353. Zwar ist die Tatsache, dass der Tankrabatt von Autobahntankstellen signifikant weniger weitergegeben wird als von anderen Tankstellen, kein kausaler Nachweis von anderen Wettbewerbsverhältnissen im Segment der Autobahntankstellen. Die Ergebnisse sind aber in Kombination mit der starken Zunahme von Preisen an Autobahntankstellen im Vergleich zu Straßentankstellen,²⁸⁰ den Ergebnissen empirischer ökonomischer Studien²⁸¹ sowie der ausschließlichen Vergabe der Einlieferungs- und Vertriebsrechte für Kraftstoffe an Autobahntankstellen durch die Tank & Rast ein starkes Indiz für eine andere Wettbewerbslage bei Autobahntankstellen. Aus diesen Gründen empfiehlt die Monopolkommission dem Bundeskartellamt, auf dem Einzelhandelsmarkt für Kraftstoffe in der sachlichen Marktabgrenzung nach Vertriebswegen zu unterscheiden und damit das Segment der Autobahntankstellen getrennt zu berücksichtigen. Diese Empfehlung hat aktuell besondere Relevanz, da derzeit eine ähnliche Diskussion zur sachlichen Marktabgrenzung bei der Ladeinfrastruktur von Elektrofahrzeugen geführt wird. Hier merkt das Bundeskartellamt an, dass Nachfragerinnen und Nachfrager an Autobahnladepunkten andere Bedürfnisse haben als Kundinnen und Kunden an anderen Ladepunkten.²⁸² Sowohl die Europäische Kommission als auch die CMA berücksichtigen deshalb Autobahnladepunkte bereits als getrenntes Marktsegment. Aus Sicht der Monopolkommission stützt dieses Argument den Vorschlag weiter, Autobahntankstellen von anderen Tankstellen auf dem deutschen Einzelhandelsmarkt für Kraftstoffe in der Marktabgrenzung zu unterscheiden.

²⁸⁰ Bundeskartellamt, B8-77-21: Erwerb des Tankstellennetzes der OMV Retail Deutschland GmbH durch die EG Group Limited, a. a. O., vgl. Fn. 262.

²⁸¹ Haucap u. a., Fuel Prices and Station Heterogeneity on Retail Gasoline Markets, a. a. O., vgl. Fn. 265.

²⁸² Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung zur Bereitstellung und Vermarktung öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge: Sachstandsbericht, a. a. O., vgl. Fn. 212 S. 18.

Kapitel 6

Zentrale politische Handlungsempfehlungen

Versorgungssicherheit und Wettbewerb im Gasmarkt

354. Die Monopolkommission hält die sichere und günstige Versorgung mit Gas für Haushalte und Industrie für eine zentrale Aufgabe der Energiemarkt und empfiehlt dazu folgende Maßnahmen:

- Zur Stärkung des Wettbewerbs auf dem Upstream-Gasmarkt die weitere Diversifizierung und Flexibilisierung der Importstruktur in Richtung LNG, da Importe so bei einem (drohenden) Ausfall eines Lieferstaates flexibel durch andere Kapazitäten ersetzt werden können und zukünftig auch grüner Wasserstoff über die LNG-Infrastruktur bezogen werden kann. Somit kann langfristig die Versorgungssicherheit gestärkt werden. Im Zuge der weiteren Diversifizierung und Flexibilisierung der Gasimporte durch LNG sind jedoch auch die höheren Umweltschäden durch die Verflüssigung und den Transport von LNG zu berücksichtigen.
- Um in Zukunft drohende Versorgungsrisiken auf dem Upstream-Gasmarkt so früh wie möglich zu identifizieren und entsprechend handeln zu können, empfiehlt die Monopolkommission außerdem die Aufnahme des vorgestellten Versorgungsrisiko-Index als zusätzlichen Indikator in den Notfallplan Gas der Bundesnetzagentur.
- Die Monopolkommission empfiehlt folgende Maßnahmen zur Förderung des Wettbewerbs auf der Haushaltsebene im Gasmarkt: Haushalte sollten mit Hilfe von Informationskampagnen für die Möglichkeiten zum Anbieterwechsel und die dabei möglichen Einsparungen sensibilisiert werden. Die aktuellen Regelungen zur Grund- und Ersatzversorgung sollten kritisch hinterfragt werden. Hier sollten mögliche Reformen wie z. B. ein Ausschreibungsmodell für die Grundversorgung oder die Bestimmung des Ersatzversorgers per Losverfahren geprüft werden. Vorstellbar ist ein Modellversuch in einzelnen Netzgebieten, aus dem allgemeine Erkenntnisse für die Übertragbarkeit auf ganz Deutschland gewonnen werden könnten. Es sollte außerdem mehr Forschung bezüglich der Such- und Wechselpräferenzen der Haushalte angestoßen werden, um diese besser zu verstehen. Diese kann durch die BNetzA koordiniert und begleitet werden.
- Die Monopolkommission empfiehlt, die Eingriffe in das Preissystem nach dem geplanten Auslaufen der Gaspreisbremse im Dezember 2023 zu beenden. Als sozialpolitische Maßnahmen sind direkte Transfers für bedürftige Haushalte besser geeignet als Eingriffe in das Preissystem in Form eines subventionierten Basisbedarfs oder anderen Formen von nicht-linearen Tarifstrukturen. Direkte Transfers können insbesondere zielgenau gestaltet werden und würden zudem nicht zu Fehlanreizen führen.

Strommarktdesign und Versorgungssicherheit

355. Aus Sicht der Monopolkommission ist derzeit die zukünftige Sicherstellung der Versorgungssicherheit eines der wichtigsten Themen im Hinblick auf das Marktdesign im klimaneutralen Stromsystem.

- Die Monopolkommission empfiehlt, einen Kapazitätsmarkt einzuführen. Gegenüber der derzeitigen strategischen Reserve hat der Kapazitätsmarkt den Vorteil, dass Anlagen, die für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit vorgesehen sind, uneingeschränkt ihre Leistung jederzeit am Stromarbeitsmarkt anbieten können.
- Die Monopolkommission empfiehlt, dass der Kapazitätsmarkt so gestaltet wird, dass der Regulierer in einem ersten Schritt zentral Kapazität zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit beschafft. Zentrale Kapazitätsmärkte sind in europäischen Länder wie Italien und Polen erprobt und können rechtssicher zügig eingeführt werden.
- Die Monopolkommission empfiehlt darüber hinaus, dass in einem zweiten Schritt der zentrale Kapazitätsmarkt zu einem wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarkt erweitert wird. Dazu soll das Modell des zentralen Kapazitätsmarktes mit dem des ebenfalls z. B. in Frankreich etablierten dezentralen Kapazitätsmarktes kombiniert werden. Ziel des wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktes ist es, dass die Marktteilnehmer in einem wettbewerblichen Handel eigenständig so viel Kapazität beschaffen, wie in der Regel in Knappheitssituationen benötigt wird. Das ermöglicht es dem Regulierer, sich auf die Beschaffung zusätzlicher Kapazität für außergewöhnliche Bedarfe zu beschränken. Muss er nur den zusätzlichen Bedarf an flexibler Erzeugerkapazität abschätzen, werden kostspielige Fehleinschätzungen geringer ausfallen, als in alternativ ausgestalteten Kapazitätsmärkten, in denen der Regulierer stets den Gesamtbedarf an Kapazität bestimmen muss. Die Rolle des Regulierers wäre ähnlich wie bereits jetzt bei der Beschaffung der Kapazitäten für die strategische Reserve und es könnte auf entsprechende Erfahrungswerte zurückgegriffen werden.

Wettbewerbliche Herausforderungen bei der Schaffung eines Ladenetzes für die Elektromobilität

356. Die Monopolkommission betont die Notwendigkeit, Maßnahmen zur Stärkung des Wettbewerbs zwischen Anbietern von Ladeinfrastruktur bereits in der laufenden Aufbauphase der Ladenetze zu integrieren. Der Masterplan Ladeinfrastruktur II sieht hierzu erste grundsätzliche Maßnahmen vor. Darüber hinaus sollten insbesondere die folgenden wettbewerblichen Problembereiche angegangen werden:

- Zwischen dem Ad-hoc-Laden und EMP-Laden sollte ein wettbewerbliches Level-Playing-Field geschaffen werden, sodass sich die aus Sicht der Ladekundinnen und -kunden effizienten Vertriebswege beim Ladestrom durchsetzen. Dazu sollte das derzeitige Marktversagen in Bezug auf die Transparenz der Ad-hoc-Preise so schnell wie möglich ausgeräumt werden, indem die Bundesregierung die nun in Artikel 18 der AFIR vorgeschrie-

bene Preistransparenz möglichst zeitnah umsetzt und sie administrativ wettbewerbskonform ausgestaltet. Dies kann etwa durch Angliederung an die Markttransparenzstelle Kraftstoffe geschehen, die durch das Bundeskartellamt administriert wird.

- Die Plug&Charge Technik sollte wettbewerbskonform weiterentwickelt werden, indem die kontaktlose Zahlung auf das Ad-hoc-Laden ausgeweitet wird. Zudem ist eine einfache Möglichkeit des Wechsels zwischen Angeboten erforderlich, um den Wettbewerb nicht zu behindern. Das Bundeskartellamt ist aufgerufen, diese Entwicklung zu beobachten und ggf. einzugreifen.
- Die Kommunen sind ein wichtiger Akteur bei der Entwicklung wettbewerblcher lokaler Ladenetze. Sie sollten in dieser Rolle gestärkt werden. Die geplante Förderung kommunaler Vergaben ist sinnvoll, wenn die Förderfähigkeit ein wettbewerblches Vergabeverfahren voraussetzt. Kommunen sollten dazu mehrere Lose mit überlappenden Ladepunkten vergeben, um förderfähig zu sein. Inhouse-Vergaben sowie Vergaben des gesamten Aufbauvolumens an einen einzelnen Betreiber sollten auf Ausnahmen beschränkt bleiben. Die Monopolkommission empfiehlt, die Förderung solcher Vergaben an die Voraussetzung eines regionalen Marktversagens zu knüpfen, die die Bundesregierung bereits in § 7c EnWG für die Übernahme des Betriebs von Ladepunkten durch einen Verteilnetzbetreiber vorgesehen hat.
- Um einen wirksamen Wettbewerb zwischen den Ladeangeboten an der Autobahn zu erreichen, ist es daher erforderlich, einerseits verschiedenen konkurrierenden CPO den Zugang zu den Ladestandorten zu ermöglichen und andererseits die Vorleistungspreise, d.h. z. B. die von den CPO an den Raststätten erhobenen Mieten bzw. Konzessionsabgaben, auf einem wettbewerbskonformen Niveau zu halten. Die derzeit gerichtlich angegriffene Vergabe der Konzession für Ladeplätze an die Tank & Rast könnte ggf. neu verhandelt und durch ein wettbewerblches Zugangsregime ersetzt werden.

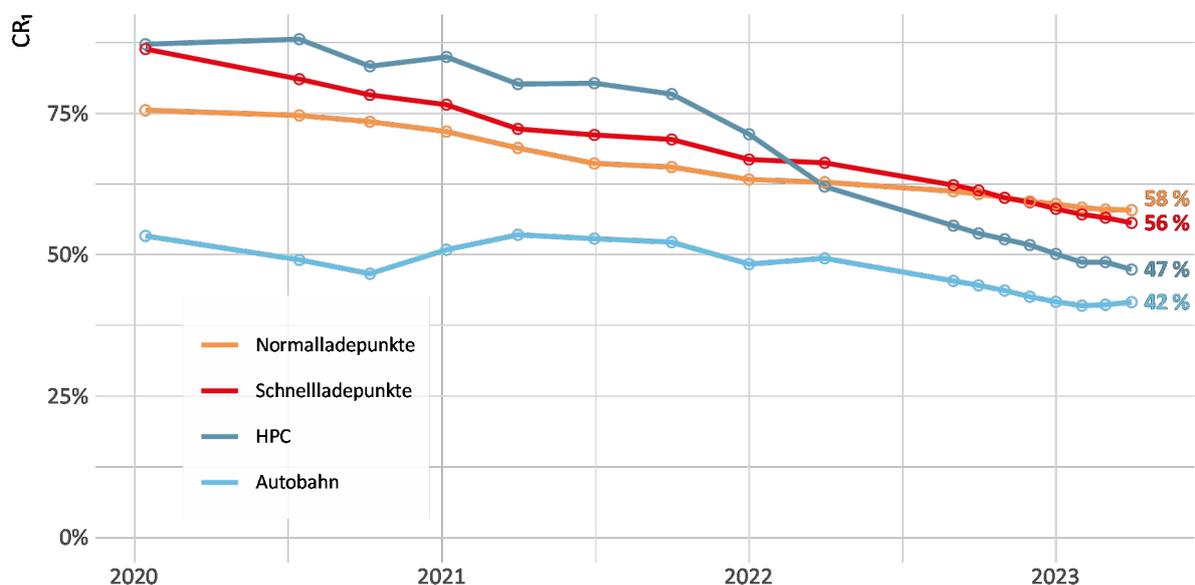
Analyse zur wettbewerbsabhängigen Weitergabe des Tankrabatts an Endverbraucherinnen und Endverbraucher

- Die vorliegende Analyse zur Weitergabe des Tankrabatts, die signifikante Zunahme von Preisen an Autobahntankstellen im Vergleich zu anderen Tankstellen, sowie die ausschließliche Vergabe der Einlieferungs- und Vertriebsrechte für Kraftstoffe an Autobahntankstellen durch die Tank & Rast und Ergebnisse anderer empirischer Studien zeigen, dass sich die Wettbewerbsverhältnisse für Autobahntankstellen von anderen Tankstellen deutlich unterscheiden.
- Daher empfiehlt die Monopolkommission dem Bundeskartellamt, auf dem Einzelhandelsmarkt für Kraftstoffe in der sachlichen Marktabgrenzung nach Vertriebswegen zu unterscheiden und damit das Segment der Autobahntankstellen getrennt zu berücksichtigen. Ein solches Vorgehen wäre somit hilfreich für die präzise Anwendung der Missbrauchskontrolle.

Anhang A Regionale Marktabgrenzung nach Luftliniendistanz und Variation der Marktgröße

357. Neben der fahrzeitbasierten räumlichen Abgrenzung des Erreichbarkeitsmodells, das den Ergebnissen in Abschnitt 4.2.2 zugrunde liegt, hat die Monopolkommission analog zu ihrer Methodik im 8. Sektorgutachten Umkreismärkte anhand von Luftliniendistanzen gebildet und die darin zu beobachtende Anbieterkonzentration berechnet. Abbildung Anhang A.1 stellt die Ergebnisse grafisch dar und zeigt die Entwicklung der bundesweiten Konzentrationsraten seit Anfang 2020. Im Vergleich zu den aktuellen Konzentrationsraten nach dem Erreichbarkeitsmodell in Abbildung 4.6 fallen die durchschnittlichen Werte in allen Märkten auf Basis der gewählten Radien etwas höher aus. Allerdings wird auch deutlich, dass beide Ansätze zur räumlichen Marktabgrenzung einen identischen Trend abbilden.

Abbildung Anhang A.1: Entwicklung der Konzentrationsraten bei Umkreismärkten, 2020–2023



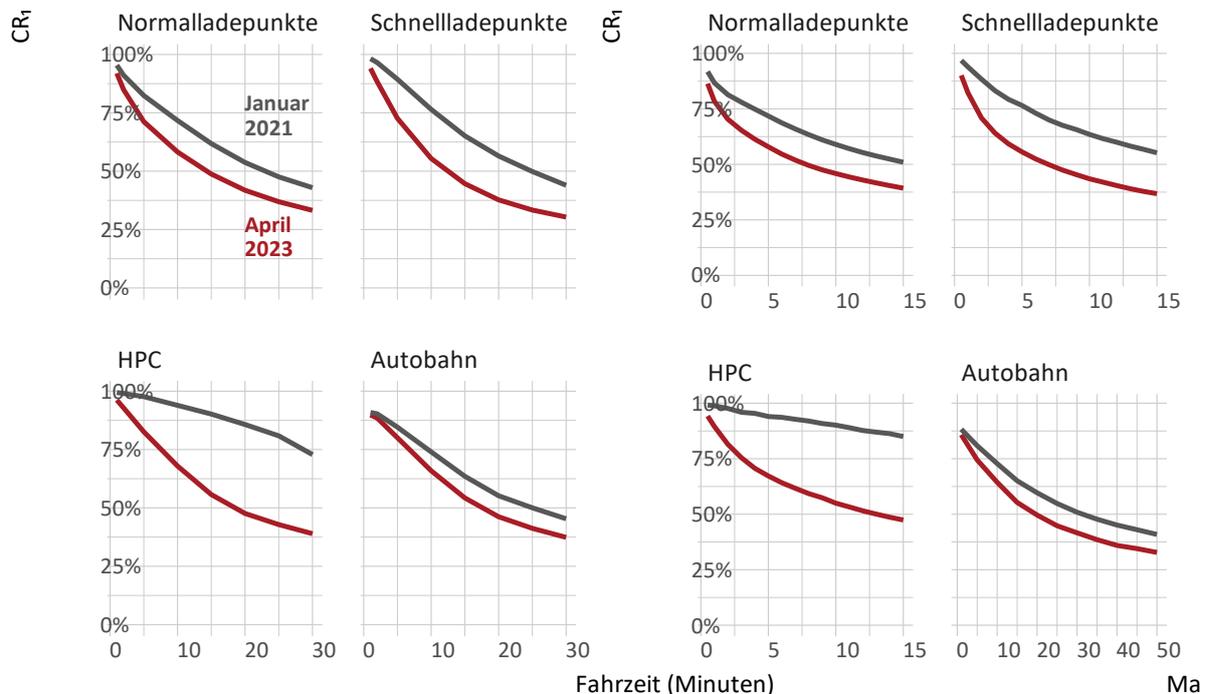
Anmerkung: Für die Märkte von Normal- und Schnellladepunkten wurde ein Radius von 5 km, im HPC-Markt von 15 km und im Autobahnmarkt von 30 km unterstellt. Informationsstand: 1. April 2023

Quelle: BNetzA; eigene Berechnung und Darstellung

358. Die absolute Höhe der durchschnittlichen Konzentrationsraten lässt sich durch eine engere bzw. weitere räumliche Eingrenzung des relevanten Marktes erhöhen bzw. verringern. Da die kartellrechtliche Amtspraxis, wie in Abschnitt 4.2.1 dargelegt, bisher keine abschließende räumliche Abgrenzung im Ladesäulenmarkt vorgenommen hat, basieren Analysen in diesem und anderen Gutachten auf Plausibilitätsüberlegungen. Insofern sollten die oben beschriebenen Ergebnisse auf ihre Robustheit gegenüber verschiedenen weiten räumlichen Marktabgrenzungen untersucht werden. Abbildung Anhang A.2 stellt zu diesem Zweck dar, wie sich die bundesweit durchschnittliche Konzentrationsrate bei variierender Ausdehnung des räumlich rele-

vanten Markts, innerhalb dessen eine Substitutionsmöglichkeit unterstellt wird, verändert. Neben dem aktuellsten Zeitpunkt ist auch die Konzentrationsrate von Januar 2021 in Abhängigkeit von der jeweiligen Marktgröße abgebildet, um ebenfalls zu veranschaulichen, wie stark die Konzentration in den vergangenen beiden Jahren unabhängig von der gewählten räumlichen Abgrenzung gesunken ist.

Abbildung Anhang A.2: Zusammenhang von Konzentrationsraten und Marktgröße



Anmerkung: Die linke Hälfte der Abbildung zeigt die Konzentrationsrate von Januar 2021 und April 2023 in Abhängigkeit der unterstellten Marktausdehnung unter Verwendung des fahrzeitbasierten Erreichbarkeitsmodells. Die rechte Hälfte zeigt die analogen Kennzahlen auf der Basis von kreisförmigen Luftliniendistanzmärkten.

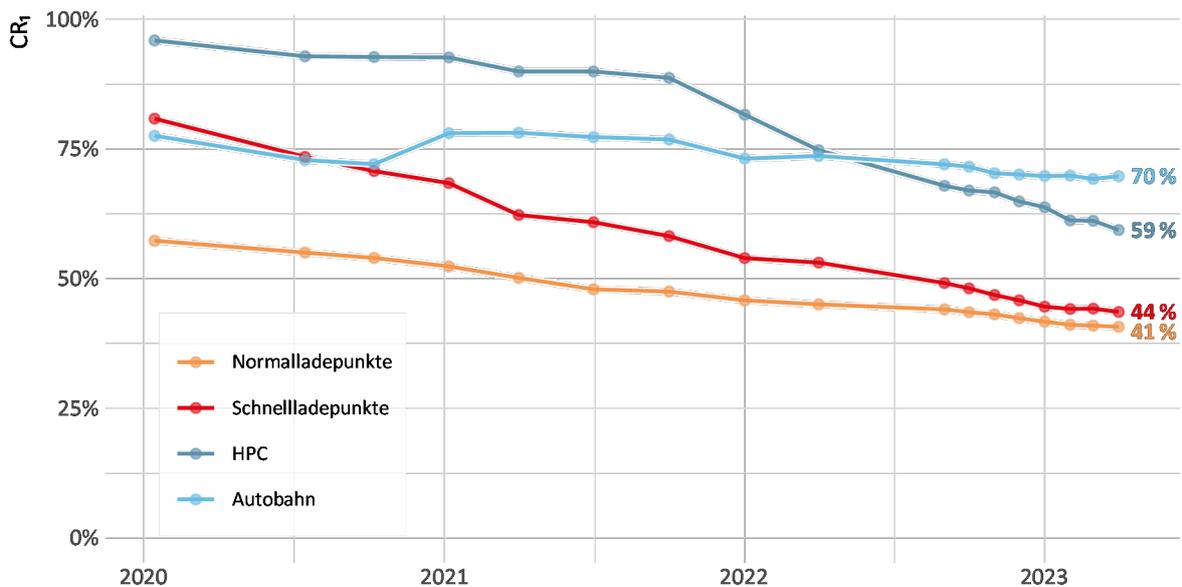
Quelle: BNetzA; BKG; eigene Berechnungen und Darstellung

359. Beide Ansätze zur räumlichen Marktabgrenzung weisen einen stetig negativen Zusammenhang zwischen Marktausdehnung und durchschnittlicher Konzentrationsrate auf und führen je nachdem, welcher kilometerbasierte Marktradius einem gegebenen Fahrzeitradius gegenübergestellt wird, zu nahezu identischen Einschätzungen. Darüber hinaus wird durch die dargestellte Veränderung der Konzentrationsraten seit Januar 2021 deutlich, dass beide Ansätze auch den zeitlichen Trend der Konzentrationsentwicklung konsistent abbilden.

Anhang B Regionale Marktabgrenzung nach Gebietskörperschaften

360. Im Rahmen des 7. und 8. Sektorgutachtens Energie, die jeweils bereits den Aufbau der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität in Deutschland analysiert und bewertet haben, wurde die regionale Marktabgrenzung zunächst anhand der administrativen Gliederung auf Kreisebene vorgenommen. Dieses Vorgehen hat den Vorteil, mit vergleichsweise geringem Aufwand zu einer Einschätzung der durchschnittlichen Anbieterkonzentration und zu einem Überblick regionaler Unterschiede zu gelangen. Dabei wird eine gewisse Ungenauigkeit in Kauf genommen, die zum einen in flächenmäßig großen Landkreisen entsteht, indem auch weit voneinander entfernte Ladestandorte als potenzielle Wettbewerber behandelt werden; zum anderen wirkt sich besonders in kleinen Kreisen und kreisfreien Städten der Umstand aus, dass trotz kurzer Anfahrtswege potenzielle Wettbewerbsstandorte nicht berücksichtigt werden, da sie sich außerhalb der Kreis- bzw. Stadtgrenze befinden. Je nach regionaler Verteilung von Standorten und der Anzahl von Betreibern können diese Effekte unterschiedlich stark ausfallen.

361. Trotz der methodischen Weiterentwicklung der regionalen Marktabgrenzung in diesem Gutachten (vgl. Abschnitt 4.2.1) wurden erneut Konzentrationsraten auf der Basis von Landkreisen und kreisfreien Städten berechnet. Zum einen dient dies der Fortführung von bisherigen Analyseansätzen und der Möglichkeit, Indikatoren über mehrere Gutachten miteinander zu vergleichen. Zum anderen soll dadurch aber auch ein Vergleich zwischen den beiden Ansätzen zur regionalen Marktabgrenzung ermöglicht werden. Abbildung Anhang B.1 zeigt die Ergebnisse dieser Analyse. Dabei entspricht die sachliche Marktabgrenzung dem in Tabelle 4.1 dargestellten Vorgehen.

Abbildung Anhang B.1: Entwicklung der kreisbasierten Konzentrationsrate

Anmerkung: Bundesweiter Mittelwert der für jeden Landkreis bzw. jede kreisfreie Stadt berechneten Konzentrationsrate je Zeitpunkt. Informationsstand: 1. April 2023.

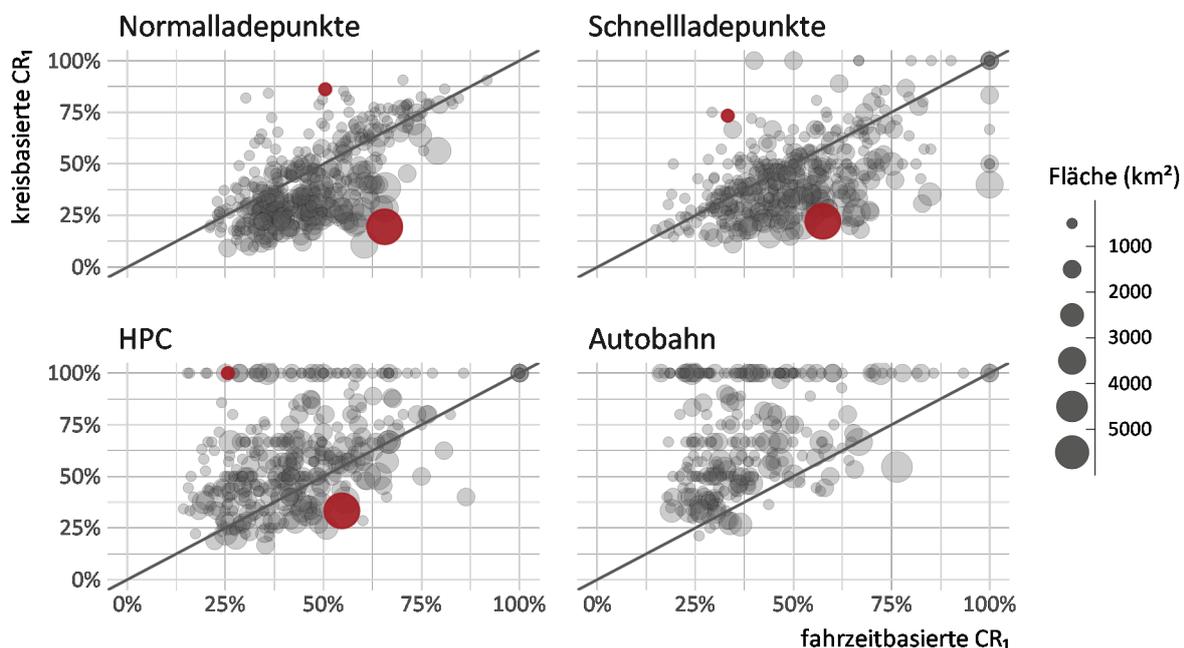
Quelle: BNetzA; eigene Berechnung und Darstellung

362. Wie bereits im Haupttext des Gutachtens in Abschnitt 4.2.2 dargestellt, ist auch bei einer kreisbasierten Marktabgrenzung eine im Zeitablauf sinkende Konzentrationsrate zu beobachten. Vor allem im Markt für Schnellladeeinrichtungen insgesamt und für HPC-Ladepunkte im Speziellen ist die durchschnittliche Konzentration seit Anfang 2021 deutlich zurückgegangen (um rund 25 bzw. 33 Prozentpunkte), worin sich der bundesweite Ausbau von Ladepunkten mit hoher Leistung widerspiegelt. Im Vergleich zu den fahrzeitbasierten Märkten von Normal- und Schnellladepunkten mit einem Radius von 15 Minuten ist die Höhe der Konzentrationsrate im Bundesdurchschnitt ähnlich (vgl. Abbildung 4.6), allerdings unterschätzt die kreisbasierte Berechnung den Wert bei den Normalladepunkten, die insgesamt mehr als 80 Prozent aller Ladeeinrichtungen ausmachen, um 8 Prozentpunkte. Bei einer etwas weiteren Marktabgrenzung von 20 bis 25 Minuten verschwindet diese Differenz. Im HPC- und Autobahnmarkt, in denen eher von einer höheren Akzeptanz der Verbraucherinnen und Verbraucher von längeren Anfahrtswegen auszugehen ist, überschätzt die kreisbasierte Konzentrationsberechnung hingegen das tatsächliche Ausmaß deutlich um rund 20 bzw. 33 Prozentpunkte (HPC bzw. Autobahn). Dadurch wird ersichtlich, dass vor allem auf Autobahnmärkten, deren Anbieter meist über Kreisgrenzen hinweg miteinander konkurrieren, die Marktabgrenzung nach Gebietskörperschaften unzureichend ist.

363. Über den bundesweiten Durchschnitt der Konzentrationsraten hinaus können die Unterschiede der beiden Ansätze zur Marktabgrenzung auf regionaler Ebene im Detail nachvollzogen werden. Hierzu zeigt Abbildung Anhang B.2 für alle Kreise und kreisfreien Städte Deutschlands, welche durchschnittliche Konzentrationsrate sich für alle in der jeweiligen Region befindlichen Ladestandorte bei 15-Minuten-Märkten ergibt und welchem Wert sie bei einer kreisbasierten

Marktabgrenzung entspricht. Liegt ein Kreis auf oder nahe der eingezeichneten 45°-Geraden, führen beide Ansätze zu übereinstimmenden Ergebnissen; bei Beobachtungen unterhalb der Winkelhalbierenden liefert die Marktabgrenzung nach Gebietskörperschaften hingegen einen zu geringen Wert. Um zu zeigen, dass diese Abweichungen systematischer Natur sind, bildet die Abbildung zusätzlich die Fläche der einzelnen Gebietskörperschaften anhand der Größe ihrer Punkte ab. Hierdurch wird insbesondere im Markt für Normalladepunkte ersichtlich, dass die kreisbasierte Konzentrationsrate stärker nach unten verzerrt ist, je größer die Fläche der Region ist. Als ein Beispiel dient der rot markierte Kreis Mecklenburgische Seenplatte, der mit 5.495 km² die größte Fläche aller 400 Kreise bzw. kreisfreien Städte besitzt. Bei einer fahrzeitbasierten Berechnung liegt die durchschnittliche Konzentrationsrate dort bei 66 Prozent, was auf eine hohe Dominanz einzelner Ladesäulenbetreiber schließen lässt. Dagegen würde die Wettbewerbssituation anhand einer kreisbasierten Marktabgrenzung als unproblematisch eingestuft, da sie eine Konzentrationsrate von 20 Prozent angibt.

Abbildung Anhang B.2: Korrelation von Konzentrationsraten nach Fahrzeit und Gebietskörperschaften



Anmerkung: Die fahrzeitbasierten Konzentrationsraten stellen den Mittelwert der Konzentrationsraten aller lokalen Märkte innerhalb eines Landkreises bzw. einer kreisfreien Stadt dar (30-Minuten-Radius im HPC- und Autobahnmarkt, sonst 15-Minuten-Radius). Beispielhaft für große bzw. kleine Gebietskörperschaften sind der Kreis Mecklenburgische Seenplatte bzw. die kreisfreie Stadt Speyer rot gekennzeichnet. Informationsstand: 1. April 2023.

Quelle: BNetzA; BKG; eigene Berechnungen und Darstellung

364. Solange von relativ kleinen lokalen Märkten auszugehen ist, unterschätzt die kreisbasierte Berechnung die Konzentration insbesondere in großen Kreisen sehr stark. In kleinen Kreisen,

beispielsweise in kleineren Städten wie Speyer (ebenfalls rot markiert in Abbildung Anhang B.2), ist die Konzentration nach Gebietskörperschaften hingegen nach oben verzerrt, da dort der Effekt überwiegt, dass wenige Minuten entfernte Wettbewerbsstandorte außerhalb der Kreisgrenze unberücksichtigt bleiben. Dieser Effekt wird besonders im Autobahnmarkt deutlich, für den die kreisbasierte Konzentrationsrate in Abbildung Anhang B.2 in zahlreichen Regionen Monopolmärkte nahelegt, während der fahrzeitbasierte Ansatz ein differenziertes Bild mit Werten zwischen 16 und 100 Prozent liefert. Die Wahl größerer oder kleinerer Marktradien reduziert die durchschnittliche Differenz zwischen beiden Ansätzen zur Marktabgrenzung – allerdings nur jeweils in eine Richtung. D. h. bei einem größeren unterstellten Marktradius gleichen sich die Konzentrationsraten beider Ansätze in großen Kreisen an, gleichzeitig wird jedoch aufgrund der wachsenden Zahl unberücksichtigter Wettbewerbsstandorte die Konzentration in kleinen Kreisen stärker überschätzt.²⁸³

365. Grundsätzlich zeigt dieser Vergleich der beiden Ansätze zur regionalen Marktabgrenzung, dass in Einzelfällen eine schnelle Berechnung der Marktkonzentration auf Basis von Kreisen hilfreich sein kann – insbesondere in Städten und wenn gleichzeitig von kleinen lokalen Märkten ausgegangen wird. Dennoch sollten mögliche Verzerrungen aufgrund der fehlenden Berücksichtigung potenzieller Wettbewerber außerhalb der Gebietsgrenzen berücksichtigt und ggf. das Ausmaß dieser Effekte abgeschätzt werden. Für eine Analyse der Marktsituation in großflächigen Kreisen erscheint der kreisbasierte Ansatz ungeeignet, sofern nicht eine sehr weite Marktabgrenzung vorgenommen wird, die über die in der bisherigen Fallpraxis angenommenen Parameter hinausgeht.

²⁸³ Für die Mecklenburgische Seenplatte läge die Konzentrationsrate im Normalladepunktemarkt erst bei einem unterstellten Fahrzeitradius von 45 Minuten mit rund 25 Prozent in einer vergleichbaren Größenordnung; für Speyer führte eine derart weite Abgrenzung allerdings zu stark widersprüchlichen Ergebnissen (10 Prozent ggü. 86 Prozent).

Anhang C Datenaufbereitung zur Ladeinfrastrukturanalyse

366. Die primäre Datenquelle für alle Analysen und deskriptiven Statistiken in Kapitel 4 dieses Gutachtens ist das Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur (BNetzA).²⁸⁴ Gemäß § 5 der Ladesäulenverordnung sind Betreiber von Ladepunkten verpflichtet, der BNetzA innerhalb von zwei Wochen nach Inbetriebnahme von öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur verschiedene Angaben wie beispielweise die Adresse, die Anzahl und die Leistung vorhandener Ladepunkte zu übermitteln. Die hierbei gesammelten Informationen veröffentlicht die BNetzA in aller Regel monatlich als aktuelle Liste der Ladesäulen in Deutschland. Seit September 2022 sammelt und verarbeitet die Monopolkommission diese Daten zur stetigen Beobachtung des Ladesäulenmarkts. Für eine Betrachtung langfristiger Entwicklungen hat die BNetzA der Monopolkommission zudem Quartalsdaten bereitgestellt, die den Zeitraum Januar 2020 bis Juli 2022 umfassen.

367. Nach dem Abruf einer aktualisierten Ladesäulenliste durchläuft der Datensatz bei der Monopolkommission einen mehrstufigen Bereinigungs- und Aufbereitungsprozess, um zunächst die Datenqualität zu prüfen und etwaige Fehler bei der Dateneingabe zu beseitigen und schließlich Wettbewerbskennzahlen zu berechnen. In einem ersten Schritt werden die zu jeder Ladesäule angegebenen Koordinaten anhand ihrer Adressen auf Plausibilität und Richtigkeit überprüft. Dazu verwendet die Monopolkommission eine Schnittstelle des Geokodierungsdiensts für Adressen und Geonamen („gdz_geokodierung_bund“), der Bundesbehörden durch das Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (BKG) bereitgestellt wird. Neben den Koordinaten einer Adresse gibt die BKG-Schnittstelle an, wie groß die Übereinstimmung zwischen jeder gesuchten und gefundenen Adresse ist. Dabei erhalten die einzelnen Bestandteile von Adressen, d. h. Straßename, Hausnummer, Postleitzahl und Ort, eine separate Bewertung, die jeweils einen Wert zwischen 0 und 1 annehmen kann und als Güte der Adresskodierung zu verstehen ist. Bei einer vollständig übereinstimmenden Adressangabe liegt die Gesamtgüte als Summe der Einzelwerte bei 4. Die in den BNetzA-Daten enthaltenen Koordinaten werden mit denen der BKG-Schnittstelle verglichen und unter Berücksichtigung der Adressgüte ggf. korrigiert: Liegen die von der BNetzA veröffentlichten Koordinaten mehr als einen Kilometer Luftlinie von den BKG-Koordinaten entfernt während die Adressangabe in hohem Maße übereinstimmt (Summe der Einzelwerte über 3,94), werden in allen nachfolgenden Analysen die BKG-Koordinaten verwendet. Analog wird bei einer Luftliniendistanz über 15 km und einem Adressgütwert über 3 verfahren.²⁸⁵ Zusätzlich werden die BNetzA-Koordinaten mit einem hochauflösenden Shapefile Deutschlands zusammengeführt und durch die BKG-Koordinaten ersetzt, wenn sie außerhalb des Bundesgebiets liegen. Insgesamt werden auf diese Weise rund 3 Prozent der Koordinaten korrigiert.

368. In einem zweiten Schritt werden die regionalen Informationen aller Ladesäulen mithilfe von Shapefiles unterschiedlicher Verwaltungsebenen Deutschlands geprüft und sichergestellt,

²⁸⁴ Bundesnetzagentur, Elektromobilität: Öffentliche Ladeinfrastruktur, a. a. O., vgl. Fn. 214.

²⁸⁵ Seit dem 3. Quartal 2021 liegt die Güte der Adresskodierung bei 90 Prozent der Ladesäulen über 3,6. Einzelne Beobachtungen mit geringen Werten werden manuell korrigiert und für die automatisierte Datenbereinigung künftiger Veröffentlichungen der Ladesäulenliste in einer internen Datenbank hinterlegt.

dass die Angaben von Postleitzahl, Gemeinde, Kreis und Bundesland tatsächlich mit den verwendeten Koordinaten übereinstimmen. Hierbei werden die Daten zudem durch den amtlichen Regionalschlüssel ergänzt, sodass weitere Datenquellen der amtlichen Statistik, beispielsweise Angaben zu regionalen Bevölkerungsgrößen, einfach verknüpft werden können. Schließlich werden noch Ladesäulen an Autobahnen mithilfe zweier komplementärer Kriterien identifiziert: (1) wenn die Adressangabe einer Ladesäule bestimmte Schlüsselwörter enthält; (2) wenn die Koordinaten innerhalb eines 150 Meter breiten Korridors um Autobahnen liegen und es sich um eine Schnellladeeinrichtung handelt.²⁸⁶

369. Auf Basis dieser aufbereiteten Daten werden anschließend Luftlinien- und Fahrzeitdistanzen zwischen Standorten von Ladepunkten ermittelt und für die weitere Berechnung von Wettbewerbsindikatoren nach unterschiedlichen regionalen Marktabgrenzungen abgespeichert. Luftliniendistanzen lassen sich anhand der Längen- und Breitengradinformationen in den Daten unmittelbar berechnen. Um den Umfang der vorgehaltenen Daten auf das Nötigste zu beschränken, werden nur paarweise Distanzen bis einschließlich 50 km gespeichert. Es ist davon auszugehen, dass Verbraucherinnen und Verbraucher zwei Ladepunkte nicht als Substitute ansehen, wenn sie weiter entfernt voneinander sind. Selbst im Markt für Autobahnladepunkte, in dem der potenzielle Suchradius erheblich größer sein dürfte als innerhalb von Gemeinden, hat das Bundeskartellamt im Rahmen eines Fusionskontrollverfahrens jüngst nur einen Marktraum von 20 km zugrunde gelegt.²⁸⁷ Die Europäische Kommission hat bei der Analyse in einem früheren Verfahren eine Autobahndistanz von 50 km zur regionalen Marktabgrenzung verwendet, dies allerdings durch die zusätzliche Bedingung eingeschränkt, dass kein anderer Wettbewerber einen näheren Standort betreibt.²⁸⁸

370. Zur Ermittlung von Fahrzeiten zwischen Ladestandorten verwendet die Monopolkommission eine Routing-Schnittstelle des BKG („web_ors“), die u. a. die Abfrage von Isochronen ermöglicht. Diese bilden den in einer vorgegebenen Zeit per PKW erreichbaren Raum unter Berücksichtigung der vorhandenen Straßeninfrastruktur ab. Mit jeder Aktualisierung der Ladesäulenliste durch die BNetzA ermittelt die Monopolkommission für alle neu hinzugekommenen Standorte Isochronen für unterschiedliche Fahrzeiten.²⁸⁹ Anschließend werden diese Daten mit den Koordinaten aller Ladepunkte zusammengeführt und dabei für jedes zuvor bestimmte Standortpaar mit einer Luftliniendistanz von maximal 50 km die minimal notwendige Fahrzeit bestimmt. Diese Liste von Standortpaaren, ihrer Luftlinien- und Fahrzeitdistanz wird schließlich gespeichert und bildet die Grundlage für die Berechnung von Konzentrationsraten unter Berücksichtigung unterschiedlicher räumlicher Marktabgrenzungen (vgl. Abschnitt 4.2.1).

²⁸⁶ Die Schlüsselwörter lauten: BAB, Rastplatz, Raststätte, Autobahn, Autohof. Die Vektordaten zu Autobahnverläufen sind Teil des Digitalen Landschaftsmodells (DLM250), das vom Bundesamt für Kartographie und Geodäsie bereitgestellt wird.

²⁸⁷ BKartA, B8-134/21, Rhein-Energie/Westenergie, a. a. O., vgl. Fn. 219, 208.

²⁸⁸ EC, M.8870, E.ON/Innogy, a. a. O., vgl. Fn. 216, 379.

²⁸⁹ Für einen detaillierten Überblick werden jeweils die Isochronen für 1, 2, 5, 10, 15, 20, 25, 30 und 45 Minuten abgefragt.